
Datum:	12.05.2022
Gericht:	Oberlandesgericht Düsseldorf
Spruchkörper:	5. Kartellsenat
Entscheidungsart:	Beschluss
Aktenzeichen:	5 Kart 3/21 (V)
ECLI:	ECLI:DE:OLGD:2022:0512.5KART3.21V.00

Leitsätze:

- § 21a Abs. 5 EnWG
- § 6 Abs. 3, 12, 13 Abs. 3, 15 Abs. 1, 34 Abs. 5 ARegV

1.

Eine vollständige Fehlerfreiheit der Datengrundlage des bundesweiten Effizienzvergleichs und der sich aus ihm ergebenden Effizienzvorgaben der Netzbetreiber – hier: der Betreiber von Gasverteilernetzen für die dritte Regulierungsperiode - ist schon systembedingt nicht zu erreichen, weil die Regulierungsbehörde nach den Vorgaben der ARegV auf die ihr von den Netzbetreibern zu übermittelnden Daten angewiesen ist und lediglich bei etwaigen Unplausibilitäten auf Korrektur drängen kann.

2.

Dadurch, dass sich einzelne Daten – hier: insgesamt vier Einzelangaben - im Zeitfenster nach der Anhörung zur Festlegung der Erlösobergrenzen als fehlerhaft herausgestellt haben, wird die Validität der Datengrundlage des Effizienzvergleichs für die dritte Regulierungsperiode nicht in Zweifel gezogen.

3.

Die grundsätzliche Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Ermittlung und Plausibilisierung der Daten für den Effizienzvergleich für die dritte Regulierungsperiode und die

von ihr bei der Korrektur der Datengrundlage vorgenommene Differenzierung unter Abwägung der Gesamtumstände sind rechtmäßig.

4.

Die für den Effizienzvergleich für die dritte Regulierungsperiode getroffene Auswahl der Vergleichsparameter ist - auch mit Blick darauf, dass durch sie die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abgebildet werden soll – nicht zu beanstanden.

5.

Der Effizienzvergleich für die dritte Regulierungsperiode ist nicht rechtswidrig, weil in ihn acht Gasverteilernetzbetreiber, die nach der nach der bis zum 4.08.2011 geltenden Rechtslage als Betreiber regionaler Fernleitungsnetze anzusehen wären, einbezogen wurden.

6.

Die Wahl der Translog-Funktion zur Abbildung des funktionalen Zusammenhangs zwischen Kostentreibern und Kosten ist nicht zu beanstanden.

7.

Eine systematische Benachteiligung oder Unterschätzung der Versorgungsaufgabe sog. „kombinierter Versorger“ lässt sich nicht feststellen.

8.

Der durch den Netzbetreiber geltend gemachte Umstand, er nehme als „kombinierter Versorger“ eine heterogene Versorgungsaufgabe wahr, rechtfertigt keine Bereinigung des Effizienzwerts. Die Länge des betriebenen regionalen HD-Transport- und Verteilernetzes und die Größenunterschiede zwischen den am Effizienzvergleich beteiligten Netzbetreibern rechtfertigen keine abweichende Bewertung.

9.

Ländliche Strukturen im Netzgebiet begründen – auch unter Berücksichtigung der Versorgung der Ostfriesischen Inseln - kein Alleinstellungsmerkmal.

10.

Die Erstreckung des sog. Übergangssockels des § 34 Abs. 5 ARegV auf Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus im Rahmen der Festlegung der Erlösobergrenzen – hier: für Betreiber von Gasverteilernetzen für die dritte Regulierungsperiode – ist

rechtmäßig.

11.

Dass die Bundesnetzagentur bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus im Rahmen der Festlegung der Erlösobergrenzen – hier: für Betreiber von Gasverteilernetzen für die dritte Regulierungsperiode - die im Basisjahr im Bau befindlichen Anlagen mit null bewertet und nicht in den Übergangssockel einbezogen hat, ist nicht zu beanstanden.

12.

Bedenken, die redaktionelle Klarstellung in der Verordnung zur Änderung der ARegV und der StromNEV vom 27.07.2021 (BGBl. I S. 3229) ergänzend im Rahmen der Auslegung zu berücksichtigen, bestehen nicht. Das Rückwirkungsverbot ist durch die Klarstellung nicht berührt.

Tenor:

b e s c h l o s s e n :

Die Beschwerde der Betroffenen vom 7.02.2020 gegen den Beschluss der Bundesnetzagentur vom 8.01.2020, BK9-16/8148, wird zurückgewiesen.

Die Betroffene hat die Gerichtskosten des Beschwerdeverfahrens und die notwendigen außergerichtlichen Kosten der Bundesnetzagentur zu tragen.

Der Wert des Beschwerdeverfahrens wird auf ... Euro festgesetzt.

Die Rechtsbeschwerde wird zugelassen.

Gründe:

1

I.

2

Die Betroffene betreibt ein Gasverteilernetz mit einer Gesamtlänge von ... km. Es dient sowohl der örtlichen Versorgung als auch der regionalen Verteilung einer Gesamtfläche von ... km² und umfasst die Druckstufen HD4, HD3 und HD2 im Hochdruck- bzw. Transportnetz sowie die Druckstufen HD1, MD und ND im Verteilernetz. Die Versorgungsaufgabe des Transports wird sowohl durch das von der Betroffenen betriebene regionale Verteilernetz (RVN) als auch das örtliche Verteilernetz (ÖVN) neben den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) wahrgenommen, die Versorgungsaufgabe der Verteilung ausschließlich durch das ÖVN.

3

Im Jahr 2016 leitete die Bundesnetzagentur gegen die Betroffene von Amts wegen das Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV i.V.m. § 21a Abs. 2 Satz 1 EnWG für die dritte Regulierungsperiode Gas (Jahre 2018 bis 2022) ein. Zur

4

Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen führte sie eine Kostenprüfung zur Ermittlung des Ausgangsniveaus durch. Die erforderlichen Kostendaten wurden auf der Grundlage der Festlegung vom 22.04.2016 (BK 9-15/605-1-6) erhoben. Mit Schreiben vom 24.07.2017 teilte die Bundesnetzagentur der Betroffenen die aus ihrer Sicht berücksichtigungsfähigen Gesamtkosten mit. Die im Verlauf des Festsetzungsverfahrens mehrfach angehörte Betroffene hat mit Schreiben vom 1.08.2018 eine Bereinigung des Effizienzwertes gemäß § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV, hilfsweise einen Antrag auf abweichende Bestimmung der Effizienzvorgabe gemäß § 16 Abs. 2 ARegV gestellt, den sie nachfolgend u.a. mit Schriftsätzen vom 28.01.2019, 11.03.2019 und 20.09.2019 näher begründet hat.

Mit Beschluss vom 8.01.2020 setzte die Bundesnetzagentur die Erlösobergrenzen für die Jahre 2018 bis 2022 rückwirkend zum 1.01.2018 niedriger als von der Betroffenen begehrt fest. Der Festsetzung liegt ein Effizienzwert von **94,6555 %** (SFA standardisiert) zugrunde, der auf dem von der Bundesnetzagentur durchgeführten Effizienzvergleich für die dritte Regulierungsperiode Gas beruht.

5

Für den Effizienzvergleich hat die Bundesnetzagentur auf das von der Frontier Economics Ltd. in Zusammenarbeit mit der Technischen Universität Berlin unter Mitarbeit von Prof. Kuosmanen und Dr. Andor erstellte Gutachten „Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (3. RP)“ vom 17. Mai 2019 (nachfolgend: Gutachten) zurückgegriffen. In den Effizienzvergleich wurden folgende Vergleichsparameter einbezogen: „Anzahl der Ausspeisepunkte der Netzebenen HD2, HD3 und HD4“, „Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen“, „Rohrvolumen“, „Gewichtung des Anteils der vorherrschenden Bodenklassen 4, 5 und 6 (Tiefenstufe 0-1 m) mit der Netzlänge“, „Anzahl Messstellen bei Letztverbrauchern/Netzkopplungspunkten“. Insgesamt wurden Daten von 183 Gasverteilernetzen berücksichtigt.

6

Um die Vergleichsparameter zu erheben und die Ermittlung weiterer Vergleichsparameter durchführen zu können, hatte die Bundesnetzagentur auf der Grundlage der Festlegung vom 17.05.2016 (BK 9-15-603) eine Strukturdatenabfrage bei den Netzbetreibern durchgeführt. Die erhobenen Strukturdaten wurden zunächst einer Plausibilitätskontrolle unterzogen. Unplausible Daten wurden den Netzbetreibern mitgeteilt und von diesen korrigiert. In einem zweiten Schritt wurden aus diesen Strukturdaten weitere potentielle Vergleichsparameter ermittelt. Im Rahmen des Verfahrens wurden den Netzbetreibern zeitlich gestaffelt mehrere Datenquittungen übersandt, die von ihnen zu bestätigen waren. Vor der Durchführung des Effizienzvergleichs wurde eine Kostentreiberanalyse durchgeführt, die im Gutachten im Einzelnen dargestellt ist. Dabei wurde anhand von statistischen sowie ingenieurwissenschaftlichen Analysen ein Modell bestimmt, das die aus Sicht des Beraterkonsortiums relevanten Kostentreiber beinhaltet. Bei der Auswahl der finalen Vergleichsparameter wurden Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher gehört. Im Juli 2017 fand eine Konsultation statt, bei der den Netzbetreibern die Durchführung der Datenplausibilisierung und das Vorgehen bei der Kostentreiberanalyse einschließlich möglicher Vergleichsparameter vorgestellt wurden.

7

Das Beraterkonsortium entwickelte im Herbst 2017 auf der Grundlage des damaligen Datenbestandes ein Effizienzvergleichsmodell. Die aufgrund dessen errechneten Effizienzwerte einschließlich der im Modell herangezogenen Parameter wurden den Netzbetreibern mit Schreiben vom 27.11.2017 informatorisch mitgeteilt, wonach sich für die Betroffene nach der Best-of-four-Abrechnung (zunächst) ein Effizienzwert von **94,10 %** ergab. In der Folgezeit kam es mehrfach – u.a. aufgrund fehlerhafter Datenmeldungen der Netzbetreiber selbst und aufgrund in der Zwischenzeit ergangener höchstrichterlicher

8

Rechtsprechung - zu Korrekturen der Datenbasis und der daraus resultierenden unternehmensindividuellen Effizienzwerte. Um eine zügige Durchführung des Effizienzvergleichs zu ermöglichen, bestimmte die Bundesnetzagentur (zunächst) den 15.12.2017, später – u.a. infolge der auf die mündliche Verhandlung vom 10.04.2018 am 12.06.2018 ergangenen Entscheidungen des Bundesgerichtshofs betreffend den Effizienzvergleich für die zweite Regulierungsperiode Gas (EnVR 53/16, 54/17 und 43/16) - den 31.08.2018 als Stichtag für die letzten Datenmeldungen der Aufwands- und Vergleichsparameter, die sie sodann an das Beraterkonsortium übermittelte. Unter Berücksichtigung der Korrekturen durchgeführte Kostentreiberanalysen ergaben keinen Änderungsbedarf hinsichtlich der im Effizienzvergleichsmodell verwendeten Parameter. Mit Schreiben vom 7.02.2018 und 22.11.2018 wurde den Netzbetreibern der jeweilige, unter Berücksichtigung der korrigierten Aufwands- und Vergleichsparameter ermittelte Effizienzwert genannt. Für die Betroffene ergaben sich danach (gegenüber dem im November 2017 mitgeteilten Effizienzwert bessere) Effizienzwerte von **94,94 %** (SFA nicht-standardisiert, Mitteilung vom 7.02.2018) bzw. **94,63 %** (SFA standardisiert, Mitteilung vom 22.11.2018). Am 21.12.2018 wurde der Bericht des Beraterkonsortiums fertiggestellt und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Mit dem angefochtenen Beschluss vom 8.01.2020 (BK9-16/8148) hat die Bundesnetzagentur die Erlösobergrenzen für die Betroffene – unter Zugrundelegung des bestabgerechneten Effizienzwerts mit **94,6555 %** (SFA standardisiert) - rückwirkend zum 1.01.2018 wie folgt festgesetzt: 9

2018	... €	10
2019	... €	11
2020	... €	12
2021	... €	13
2022	... €.	14

Den Antrag auf Bereinigung des Effizienzwerts lehnte sie ab. 15

Zur Begründung hat sie u. a. ausgeführt, nach Ermittlung und Mitteilung der Effizienzwerte im November 2018 und Versendung der Anhörungen zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen Anfang 2019 sei festgestellt worden, dass ein Gasnetzbetreiber durch die Angabe eines fehlerhaften Wertes fälschlicherweise Benchmarkführer geworden sei und dass dies die Effizienzwerte einer hohen Zahl anderer Netzbetreiber nicht sachgerecht beeinflusst habe. Es sei daher nochmals eine Korrektur durchgeführt worden, in deren Folge die Effizienzgrenzen auf Basis der DEA und der SFA mit dem korrigierten Wert für den betreffenden Gasnetzbetreiber - unter Beibehaltung des bisherigen Effizienzvergleichsmodells - neu ermittelt und der Großteil der im Januar und Februar 2019 angehörten Effizienzwerte für die Bescheidung der Erlösobergrenzen 2018 ff. abgeändert worden sei. Dies habe für die Betroffene zu dem o.g. (gegenüber dem zuletzt mitgeteilten Wert besseren) Effizienzwert geführt. Bezogen auf die Modellfindung sei der verwaltungsintern gesetzte Stichtag (31.08.2018) aufrechterhalten worden. Durch die Korrektur hätten sich für die ursprüngliche Spezifikation des OLS/SFA-Modells nur geringfügige Änderungen der Gütekriterien und der Regressionskoeffizienten ergeben. Es habe daher keine Veranlassung bestanden, das Modell zu verändern. 16

Bei der Ermittlung des Kapitalkostenabzugs im Rahmen des § 6 Abs. 3 ARegV hat die Bundesnetzagentur Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge, die in dem Zeitraum vom 1.01.2007 bis zum 31.12.2016 entstanden sind, für die Dauer der dritten Regulierungsperiode auf den kalkulatorischen Restwert des Basisjahres fixiert. Anlagen im Bau hat sie nicht als Bestandteil des Übergangssockels betrachtet und im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode mit null angesetzt. Wegen der Begründung im Einzelnen wird auf die Gründe des angegriffenen Beschlusses verwiesen.

Dagegen wendet sich die Betroffene mit ihrer form- und fristgerecht eingelegten Beschwerde. 18

Die Betroffene rügt – gestützt auf von ihr eingeholte Privatgutachten der D. GmbH und der Q. AG, jeweils vom 6.10.2020 –, der Effizienzwert sei fehlerhaft ermittelt worden. Der von der Bundesnetzagentur durchgeführte Effizienzvergleich sei rechtswidrig. 19

Der Effizienzvergleich beruhe bereits auf einer fehlerhaften Datengrundlage. Die Bundesnetzagentur habe bei der Datenermittlung und -plausibilisierung schwerwiegende Rechtsfehler begangen, da sie die erhobenen Daten nicht hinreichend plausibilisiert und insbesondere von verschiedenen Netzbetreibern gemeldete Fehler in den Daten nicht korrigiert habe. 20

Insoweit sei der Beschluss auch unzureichend begründet. Das Vorgehen der Bundesnetzagentur im Rahmen der Datenerhebung und -validierung sei für sie – die Betroffene - nicht vollständig nachvollziehbar. Die im September 2018 im Rahmen der Konsultation und auszugsweise im Rahmen der Veröffentlichungen zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors im Februar 2018 veröffentlichten Daten seien teilweise geschwärzt gewesen. Nach September 2018 sei es zu weiteren Datenänderungen gekommen, die nicht veröffentlicht worden und nicht in die Aktualisierung des Gutachtens zum Effizienzvergleich eingeflossen seien. Von den Überlegungen betreffend die Behandlung der Fehlermeldungen von Netzbetreibern finde sich nichts im streitgegenständlichen Beschluss. Für sie – die Betroffene – sei nicht nachvollziehbar, für welche Netzbetreiber Datenkorrekturen durchgeführt worden seien und ob die bei der Kostentreiberanalyse bzw. bei der Ermittlung der Effizienzwerte herangezogenen Daten fehlerhaft gewesen seien. Mit Blick auf die Datenänderungen nach dem Stichtag 31.08.2018 mangle es an Begründung dafür, weshalb keine Neuberechnung der Effizienzwerte/ effizienten Kostengrenze der übrigen Netzbetreiber vorgenommen worden sei. Zudem seien – wie schon in den Vorperioden – sowohl die Netzlängen als auch die Rohrvolumina, aufgeteilt nach Durchmesser, Materialklasse und Druckstufe, abgefragt worden; veröffentlicht worden seien indes lediglich die Rohrvolumina summarisch über alle Druckstufen und Leitungslängen zumindest aufgeteilt nach zwei Druckbereichen (ND-HD1 und ab HD2). Eine Unterteilung nach anderen Gesichtspunkten wie beispielsweise Materialklassen habe nicht stattgefunden. Es sei fraglich, ob lediglich die veröffentlichten Summenpositionen oder auch deren Unterpositionen Teil der nachfolgenden Kostentreiberanalyse gewesen seien. Sollten relevante Parameter, die eine kostentreibende Wirkung aufweisen, nicht geprüft und verwendet worden sein, könne eine Verzerrung durch ausgelassene Variablen vorliegen (sog. „Omitted-Variable-Bias“). 21

Die Bundesnetzagentur habe ihre Pflicht zur vollständigen und zutreffenden Sachverhaltsermittlung verletzt. Da die Modellfindung unter Heranziehung des zum Stichtag 31.08.2018 mitgeteilten Datensatzes erfolgt sei und die Bundesnetzagentur nach dem Stichtag bekannt gewordene Datenfehler nicht zum Anlass genommen habe, die der Modellfindung zugrunde gelegten Daten zu korrigieren, seien die Kostentreiberanalyse, die Ermittlung der effizienten Kostengrenzen und die Ermittlung der unternehmensindividuellen 22

Effizienzwerte unter Einbeziehung fehlerhafter Daten erfolgt. Insoweit liege ein vollständiger Abwägungsausfall der Bundesnetzagentur vor. Diese habe sich weder mit der Frage befasst, welche Auswirkungen die Korrektur der Daten bzw. welchen Einfluss die Fehlerhaftigkeit der Datengrundlage Stand 31.08.2018 auf die Kostentreiberanalyse haben könnte, noch sei sie ihrer Pflicht zur Abwägung – Verwendung des fehlerhaften Datensatzes Stand 31.08.2018 contra Korrektur der Daten auch für Zwecke der Modellfindung – nachgekommen. Da es nach dem Stichtag zu mindestens 14 Datenänderungen gekommen sei, liege im Hinblick auf insgesamt 183 am Effizienzvergleich beteiligte Unternehmen eine „substantielle Anzahl“ vor, so dass eine entsprechende Überprüfung der etwaigen Auswirkungen (in Summe) geboten gewesen sei. Fälschlicherweise habe die Bundesnetzagentur zwischen Korrekturen von Benchmarkführern und übrigen Unternehmen unterschieden. Damit werde verkannt, dass in der SFA auch Datenänderungen bei Unternehmen mit niedrigen Effizienzwerten deutlichen Einfluss auf die Effizienzwerte aller Unternehmen haben könnten. Diese könnten vor allem dann, wenn es sich um mehrere Änderungen handele, „in Summe durchaus einen Effekt“ haben (Beweis: Sachverständigengutachten, Bl. 58). Da sich die Erhebung der Daten, Modellbildung, Datenkorrektur und die Bestimmung der Effizienzwerte über mehr als drei Jahre „hingezogen“ habe, sei es nicht nachvollziehbar, weshalb die Bundesnetzagentur nicht umfassende Korrekturen durchgeführt bzw. am Stichtag des 31.08.2018 festgehalten habe.

Überdies sei die Bundesnetzagentur „validen Anhaltspunkten“ für Datenfehler nicht nachgegangen. 23

Bei mindestens einem Netzbetreiber (*I.*) sei bei dem Parameter „Rohrvolumen“ eine deutliche Erhöhung (auf ... m³ gegenüber ... m³ in der zweiten Regulierungsperiode) – entsprechend einer Verdreifachung des Wertes – festzustellen. Gleichzeitig hätten sich die anderen Vergleichsparameter des Netzes jedoch kaum verändert bzw. sich prozentual sogar verringert. Unter anderem sei die Jahreshöchstlast um 11 % gesunken. 24

Im Hinblick auf den Parameter „Ausspeisepunkte > 5 bar“ finde sich für einige Netzbetreiber in der dritten Regulierungsperiode eine mehr als doppelt so große Anzahl von Ausspeisepunkten wie in der zweiten Regulierungsperiode. Dabei gehe die Erhöhung häufig nicht mit einer gleichgerichteten Veränderung von anderen Vergleichsparametern einher. Etwa werde für die *N.* ein Anstieg von 975 % im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode ausgewiesen, während die Jahreshöchstlast um 16 % abgesunken sei. Bei den *Stadtwerken V. GmbH* solle eine Erhöhung um 383 % stattgefunden haben. Bei den *Stadtwerken C.* sei es angeblich zu einer Erhöhung um 250 % bei einem gleichzeitigen Absinken der Jahreshöchstlast gekommen. 25

Zudem sei die Bundesnetzagentur per E-Mail der - in dem bei dem Senat zum Aktenzeichen VI-5 Kart 6/21 (V) anhängigen Beschwerdeverfahren als Betroffene beteiligten – *X. GmbH* vom 16.04.2019 darüber informiert worden, dass die Datenangaben der *Stadtwerke J.* in Bezug auf die Ausspeisepunkte > 5 bar nicht stimmen könnten. Auch habe die *X. GmbH* auf „Verdachtsmomente“ gegenüber den Angaben der *Stadtwerke F.* und der *W.* hingewiesen und die angegebene Anzahl an Ausspeisepunkten > 5 bar gerügt. Die Bundesnetzagentur habe einen Datenfehler (lediglich) bei den *Stadtwerken F.* bestätigt, jedoch von einer erneuten Kostentreiberanalyse abgesehen, da der zu hohe Wert keinen Benchmarkführer in der DEA betroffen und sich allein auf den DEA-Effizienzwert dieses Netzbetreibers ausgewirkt habe. 26

Überdies macht die Betroffene geltend, der Effizienzvergleich sei rechtswidrig, weil in ihm die Heterogenität der Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber nicht ausreichend berücksichtigt werde. Der dem Effizienzvergleich für die dritte Regulierungsperiode zugrunde gelegte 27

Datensatz sei von einer extremen Heterogenität der Netzbetreiber im Hinblick auf ihre Versorgungsaufgaben geprägt. Den gestiegenen Anforderungen zur angemessenen Berücksichtigung der Heterogenität der Netzbetreiber bei der Ausgestaltung des Effizienzvergleichs sei die Bundesnetzagentur nicht nachgekommen. Die von ihr im Rahmen der Kostentreiberanalyse angewendeten statistischen Methoden seien zum Teil wissenschaftlich nicht vertretbar. Die Parameterauswahl als solche sei rechtswidrig. Die einzelnen Vergleichsparameter hätten aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht nicht den Erklärungsgehalt, den die Bundesnetzagentur ihnen zuschreibe. Mit den von ihr gewählten fünf Vergleichsparametern sei es nicht möglich, die erhebliche Heterogenität der Versorgungsaufgaben der Gasverteilernetzbetreiber angemessen zu erfassen. Die Auswahl basiere auf einem zum Teil erheblichen Fehlverständnis in Bezug auf die Erklärungskraft der Parameter für die Kosten der Netzbetreiber. Dies sowie die Festlegung auf eine bestimmte funktionale Form (Translog-Funktion) führe dazu, dass auf die Einbeziehung anderer bzw. weiterer Vergleichsparameter mit einem höheren Erklärungsgehalt zur Abbildung der Heterogenität der Versorgungsaufgaben verzichtet worden sei.

Im Gegensatz zum Effizienzvergleich für die zweite Regulierungsperiode würden anstelle von lediglich fünf nunmehr acht Gasverteilernetzbetreiber in den Effizienzvergleich einbezogen, die ausschließlich Transportnetze betrieben, über keine Konzessionsverträge verfügten und dadurch keine lokalen Verteilernetze betrieben. Fünf dieser Gasverteilernetzbetreiber seien nach der früher geltenden Klassifizierung als „sog. ehemalige regionale Fernleitungsnetzbetreiber (rFNB)“ einzustufen. Diese Gruppe werde ergänzt durch drei weitere Unternehmen, die ebenfalls lediglich über ein Hochdrucknetz verfügten, jedoch im Vergleich zu den anderen rFNB dieses mit wesentlich geringeren Distanzen betrieben, da hier besondere Anschlusssituationen an Gasspeicher- oder Gaskraftwerke vorlägen. Da die insgesamt acht Unternehmen nicht vollständig als Ausreißer ermittelt worden seien, verblieben Daten von vier (SFA) bzw. sechs (DEA) „sog. ehemaligen rFNB“ im Datensatz zur Berechnung der Effizienzwerte. Diese „dominierten“ derart die Bewertung in den für sie günstigen Vergleichsdimensionen „Jahreshöchstlast“ und „Rohrvolumen“, dass diese nahezu keine Unterscheidungskraft mehr für die verbleibenden Gasverteilernetzbetreiber im Effizienzvergleich hätten und nicht mehr die ihnen nach Ansicht der Bundesnetzagentur zukommende Funktion zur Kostenklärung entfalten könnten. Durch die Einbeziehung der acht Unternehmen sei die Heterogenität im Vergleich zum Datensatz der zweiten Regulierungsperiode erheblich gestiegen. Die Einbeziehung der „sog. ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreiber“ in den Effizienzvergleich sei insbesondere für die sog. „kombinierten Versorger“ problematisch. Diese hätten aufgrund der von ihnen zugleich ausgefüllten Verteiler-Funktion keine Möglichkeit, ein im Vergleich vorteilhaftes oder zumindest ähnliches Kostenverhältnis insbesondere im Hinblick auf die Parameter „Rohrvolumen“ und „Jahreshöchstlast“ zu erreichen. Die Auswahl von lediglich fünf Vergleichsparametern bei Anstieg der Anzahl der „ehemaligen rFNB“ sei mit den gesetzlichen und verordnungsrechtlichen Vorgaben nicht vereinbar. Die Vergleichsparameter seien auch in Kombination ungeeignet, die Heterogenität abzubilden und zugleich sicherzustellen, dass „die ehemaligen rFNB“ die Ergebnisse des Effizienzvergleichs nicht verzerrten. Zur Erklärung der Kosten bzw. zur Bewertung der Effizienz verblieben letztlich lediglich drei Vergleichsparameter (Anzahl der Messstellen, Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar und Gewichtung der Bodenklassen 4, 5, 6 mit der Netzlänge). Für Gasverteilernetzbetreiber, die ausschließlich Netze < 5 bar betrieben – knapp 60 der insgesamt 183 Netzbetreiber – verblieben nur zwei Vergleichsparameter, weil für sie der Vergleichsparameter „Anzahl Ausspeisepunkte > 5 bar“ nicht einschlägig sei. Für Netzbetreiber, die nicht über Bodenklassen 4, 5 und 6 verfügten, verbleibe sogar nur ein Vergleichsparameter („Anzahl der Messstellen“). Daher liege es auf der Hand, dass das von der Bundesnetzagentur gewählte

28

Effizienzvergleichsmodell aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht zur Abbildung der heterogenen Versorgungsaufgaben ungeeignet und nicht vertretbar sei.

Die Bundesnetzagentur habe es – im Gegensatz zum Effizienzvergleich Strom – unterlassen, 39
im Rahmen der Kostentreiberanalyse nach Druckstufen disaggregierte Parameter zu untersuchen. Dadurch werde die Heterogenität der Versorgungsaufgaben nicht angemessen berücksichtigt. Die alleinige Anwendung stufenweiser Verfahren im Rahmen der Kostentreiberanalyse sei rechtswidrig, weil diese zu einem nicht belastbaren Effizienzvergleich führe und sich die Bundesnetzagentur nicht mit alternativen Verfahren befasst habe.

Die Wahl der Translog-Funktion zur Abbildung des Zusammenhangs zwischen 30
Kostentreibern und Kosten sei ermessensfehlerhaft. Sie beruhe vorwiegend auf theoretischen Überlegungen; das Gutachten „suggeriere“ lediglich, dass die theoretisch-konzeptionellen Überlegungen auch empirisch überprüft worden seien. Auch sei nicht geprüft worden, ob die Translog-Funktion im finalen Modell die gewünschten Krümmungseigenschaften aufweise. Sofern dies nicht der Fall sei, sei die Funktion ungeeignet, die tatsächlichen Kosten korrekt abzubilden. Die Bundesnetzagentur habe keine empirische Überprüfung in Bezug auf die Eignung der funktionalen Form für die konkret vorliegenden Daten vorgenommen und die Anwendung der Translog-Funktion nicht anhand der konkreten Daten für den Effizienzvergleich empirisch validiert. Die durchgeführte Bewertung/Validierung sei unsinnig. Die „Vorfestlegung“ auf die Translog-Funktion führe „methodenimmanent“ zu einer deutlichen Reduzierung der Parameter. Dadurch sei die Abbildung der Heterogenität der Versorgungsaufgaben nicht mehr gewährleistet. Eine sorgfältige Abwägung zwischen den alternativ in Betracht kommenden Funktionen sei unterblieben. Die Heterogenität der Netzbetreiber habe auf Basis einer Cobb-Douglas-Funktion mit einem anderen Set an Kostentreibern „in angemessener Weise“ abgebildet werden können (Beweis: Sachverständigengutachten). Die Parameterreduzierung durch die „Vorfestlegung“ auf die Translog-Funktion werde verschärft dadurch, dass die Bundesnetzagentur dem Kriterium der Multikollinearität bei der Prüfung potentieller Vergleichsparameter eine zu starke Bedeutung beigemessen habe. Die Abbildung der Heterogenität sei stärker zu gewichten als die statistische Multikollinearität. Die Bundesnetzagentur habe keine Untersuchung zur optimalen Modellgröße vorgenommen. Eine zu starke Gewichtung von Multikollinearität im Rahmen der Effizienzmessung sei wissenschaftlich nicht sachgerecht. Gängige Verfahren zur Bestimmung der optimalen Modellgröße deuteten auf eine höhere Parameterzahl als die gewählte hin.

Die Bundesnetzagentur habe es im Rahmen der Kostentreiberanalyse rechtswidrig 31
unterlassen, für die DEA eine separate Kostentreiberermittlung vorzunehmen, die gegebenenfalls zu unterschiedlichen Vergleichsparametern in DEA und SFA geführt hätte. Aus wissenschaftlicher Sicht sei im Rahmen der DEA eine „hinreichend große Anzahl an Parametern“ zu berücksichtigen. Würden relevante Vergleichsvariablen nicht berücksichtigt, könnten die Effizienzwerte aus der DEA substanziell nach unten verzerrt sein. Das Vorgehen der Bundesnetzagentur, in beiden Methoden dieselben Vergleichsparameter zu verwenden, führe dazu, dass die Vergleichsparameter „Jahreshöchstlast“ und „Rohrvolumen“ kein nennenswertes Outputgewicht für den Großteil der Verteilernetzbetreiber hätten, weil „die acht ehemaligen rFNB“ aufgrund besonders günstiger Kostenstrukturverhältnisse die Bewertung in diesen Dimensionen dominierten. Die DEA habe daher im Ergebnis keine Auswirkung mehr auf die Effizienzwertermittlung, obgleich DEA und SFA nach den gesetzlichen Vorgaben als gleichberechtigte Methoden nebeneinander stünden. Auch unter Berücksichtigung der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts und des

Bundesverwaltungsgerichts dürfe die Bundesnetzagentur ihren Blick nicht von vornherein einseitig auf bestimmte Vergleichsparameter/Modellvarianten verengen und seien all diejenigen Modellvarianten/Vergleichsparameter zu berücksichtigen, die im Rahmen einer vertretbaren und damit allgemein anerkannten wissenschaftlichen Herangehensweise in Betracht kämen.

Die Auswahl des Parameters „Rohrvolumen“ sei ermessensfehlerhaft. Der Parameter sei nicht geeignet, die Heterogenität der Versorgungsaufgaben hinreichend abzubilden. Er sei schlechter als die Leitungslänge geeignet, die Netzausdehnung des Versorgungsgebietes abzubilden. Jedenfalls solle er nicht allein berücksichtigt werden, um die Versorgungsdimensionen Netzausdehnung und Kapazitätsbereitstellung abzudecken. 32

Weiter sei es ermessensfehlerhaft, dass die Bundesnetzagentur interne Ausspeisepunkte – anders als Ausspeisepunkte zu nachgelagerten fremden Netzen und Letztverbrauchern – nicht als Vergleichsparameter berücksichtigt habe. Diese seien gut geeignet, die Versorgungsaufgabe des Gastransports im Hochdruckbereich abzubilden. Ausspeisepunkte zu internen und fremden nachgelagerten Netzen verursachten im vorgelagerten Transportnetz die gleichen Kosten. Die Nichtberücksichtigung der internen Ausspeisepunkte als Vergleichsparameter führe zu einer Unterschätzung der Versorgungsaufgabe der „kombinierten Versorger“ und zu unsinnigen Anreizen für Netzbetreiberaufteilungen. 33

Weiter habe die Bundesnetzagentur ermessensfehlerhaft den Parameter „Anzahl der Messstellen“ herangezogen. Dabei habe sie zu Unrecht angenommen, dieser könne als Substitut für die Anzahl der Ausspeisepunkte verstanden werden. Damit werde fälschlich unterstellt, dass die Anzahl der Messstellen und die der Ausspeisepunkte bei allen Netzbetreibern zumindest näherungsweise in einem einheitlichen Verhältnis zueinander stehen, was nicht der Fall sei. Aus der Anzahl der Ausspeisepunkte könne in Verbindung mit Angaben zur Fläche des Versorgungsgebietes der Bedarf an Leitungslänge abgeschätzt werden. Eine höhere Anzahl an Ausspeisepunkten führe bei gegebener Fläche zu einem erhöhten Bedarf an Leitungslänge. Die Berücksichtigung der Anzahl der Messstellen könne dazu dienen, Kosten abzubilden, die direkt mit der Anzahl der Messstellen verbunden seien. Zudem habe die Bundesnetzagentur den Parameter „Anzahl der Messstellen“ unter Bezugnahme auf seine Verwendung in der zweiten Regulierungsperiode als geeignet und aussagekräftig eingestuft, ohne zu berücksichtigen, dass ihm in der Vergangenheit eine andere Funktion zugekommen sei. Der Parameter „Anzahl der Messstellen“ sei nicht geeignet, die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben und damit einhergehende strukturelle Unterschiede zwischen ländlichen und urbanen Verteilernetzbetreibern abzubilden. 34

Auch die Auswahl des Parameters „Gewichtung der vorherrschenden Bodenklasse 4, 5 und 6 mit Netzlänge“ beruhe auf ermessensfehlerhaften Erwägungen. Zu Unrecht habe die Bundesnetzagentur angenommen, dass mit dem Parameter auch die Ausdehnung der Versorgungsgebiete abgebildet werde. Die räumliche Ausdehnung von „Flächennetzbetreibern“, deren Leitungen ausschließlich in Bodenklasse 1, 2 und 3 verlegt seien, werde nicht erfasst. Bezogen auf Netzbetreiber mit gemischter Bodenklasse (z.B. Bodenklasse 1, 3 und 7) trete ein verzerrender Effekt ein, da „nur Teile der Kosten besetzt“ würden. 35

Die durchgeführte Ausreißeranalyse sei rechtswidrig und führe zu unsachgerechten Ergebnissen. Dadurch verbleibe es bei einem extrem heterogenen Datensatz für die letztendliche Berechnung der Effizienzwerte. Mit den gewählten Vergleichsparametern werde keine adäquate Erfassung der kostentreibenden Wirkung der Versorgungsaufgaben erreicht. Auch die durchgeführte Peer-Analyse sei nicht aussagekräftig. 36

Die Bundesnetzagentur habe es – trotz der im Rahmen der Peer-Analyse zu Tage getretenen erheblichen Verzerrung der Effizienzergebnisse – versäumt, das von ihr gewählte Modell zu plausibilisieren bzw. auf den kritischen Prüfstand zu stellen, wofür insbesondere die im Beschluss des Bundesgerichtshofs vom 12.06.2018 (EnVR 53/16 „Stadtwerke Essen AG“) enthaltenen Vorgaben maßgeblich seien. 37

Hilfsweise verfolgt die Betroffene ihren Antrag auf Bereinigung des Effizienzwerts weiter. Ihre Versorgungsaufgabe zeichne sich durch außergewöhnliche Umstände aus, die als Alleinstellungsmerkmal aufzufassen und durch die Auswahl der Parameter im Effizienzvergleich nicht hinreichend berücksichtigt seien. Diese bestünden (1.) in ihrer kombinierten Transport- und Verteilungsaufgabe als Flächennetzbetreiber und (2.) in gebietsstrukturellen Besonderheiten im Hinblick auf die hohe Zersiedlung in ihrem Netzgebiet unter Berücksichtigung der Versorgung der Ostfriesischen Inseln. 38

Sie – die Betroffene - sei ein „kombinierter Versorger“, da sie gegenüber den Anschlussnehmern nicht nur eine Verteilungsaufgabe wahrnehme, sondern - zusätzlich bedingt durch die Größe des Versorgungsgebietes - auch eine „besondere“ Transportaufgabe. Im Vergleich zu anderen – tendenziell kleineren – Netzbetreibern bestehe insoweit ein erheblicher (netz-)struktureller Unterschied. Im Gegensatz zu kleineren Gasnetzbetreibern, die in der Regel komplett durch einen vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreiber bzw. regionalen Hochdrucknetzbetreiber aufgespeist würden, übernehme sie die Versorgungsaufgabe „Transport“ größtenteils selbst. Dabei betreibe sie das mit ... km Länge größte regionale HD-Transportnetz aller im Effizienzvergleich vertretenen Netzbetreiber. Daneben betreibe sie auch das größte Verteilernetz (HD1, MD, ND). Die zwischen den Netzbetreibern bestehenden massiven Größenunterschiede hätten entscheidenden Einfluss auf die Netzstrukturen und -konzepte und müssten „sachgerecht“ im Effizienzvergleich berücksichtigt werden. 39

Entgegen der Ansicht der Bundesnetzagentur resultiere die „kombinierte Transport- und Verteilungsaufgabe“ nicht aus endogenen Entscheidungen, sondern habe sich über die Jahre durch Zusammenführungen von vier ehemals separat geführten Netzen aufgrund von regulativen Vorgaben entwickelt. Die negativen Auswirkungen der Netzzusammenführung seien im Effizienzvergleichsmodell der zweiten Regulierungsperiode über den seinerzeit verwendeten Parameter „Leitungslänge“ kompensiert worden. Im Effizienzvergleich für die dritte Regulierungsperiode würden die negativen Auswirkungen nicht mehr ausgeglichen, da der Vergleichsparameter „Leitungslänge“ nicht mehr berücksichtigt werde. 40

Das zur Erfüllung der Transportaufgabe betriebene regionale HD-Verteilernetz > 40 bar (RVN West) unterscheide sich sowohl im Hinblick auf die technische Netzinfrastruktur als auch im Hinblick auf die Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten erheblich von dem örtlichen Verteilernetz. Es handele sich um ein Hochdrucknetz, das im Netzverbund der Betroffenen als vorgelagertes Transportnetz für das Aufspeisen des nachgelagerten örtlichen Transport-Verteilernetzes verantwortlich sei und für das ausschließlich Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren mit einem Auslegungsdruck von mehr als 16 bar verwendet würden. Für die große Mehrheit der anderen Verteilernetzbetreiber werde diese Aufgabe durch einen vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreiber oder einen vorgelagerten regionalen Transportnetzbetreiber wahrgenommen. Sie hingegen habe in ihrer eigenen Netzinfrastruktur „den größten regionalen Gastransportnetzbetreiber Deutschlands integriert“. Dies stelle in Kombination mit der zusätzlich im örtlichen Verteilernetz wahrgenommenen „ausgeprägten“ Verteilungsaufgabe eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe dar. 41

Sie sei aus technischen Gründen „angehalten“, ein Mitteldrucknetz mit entsprechend großen Leitungslängen zu betreiben. Dieses erfülle die Anforderungen der klassischen Endverteilung in ländlichen und städtischen Gebieten sowie des Gastransports im Versorgungsgebiet und könne die notwendigen Druck-Kapazitätsanforderungen im Versorgungsnetz „optimal“ gewährleisten (Bl. 152). Der Einsatz des Mitteldrucknetzes sei aus technischen Gründen im Hinblick auf das durch eine geringe Lastdichte und einen hohen Zersiedlungsgrad geprägte ländliche Versorgungsgebiet und zur Überbrückung der großen Distanzen erforderlich, wie durch Zeugnis ihres Leiters Asset Support ... unter Beweis gestellt werde (Bl. 153). Der Einsatz von geringeren Leitungsquerschnitten im Mitteldrucknetz führe zu einem geringeren Netzvolumen gegenüber einem Netzkonzept in der Niederdruck-Ebene. Die Größe ihres Versorgungsgebietes und die Anzahl der Ausspeisepunkte spiegeln sich in der erforderlichen Leitungslänge wider. Zudem weise das von ihr betriebene Netz eine überdurchschnittlich hohe Anzahl an internen Ausspeisepunkten auf. Insgesamt existierten ... Netzkopplungspunkte zwischen dem regionalen Verteilernetz sowie dem ehemaligen Fernleitungsnetz Ost, dem örtlichen Transportnetz und dem örtlichen Verteilnetz. Diese generierten erhebliche Kosten, denen keine entsprechenden Vergleichsparameter gegenüberstünden.

Überdies stelle die gebietsstrukturelle Zersiedelung eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe im Sinne des § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV dar. Ihr Versorgungsgebiet sei durch überwiegend ländliche Strukturen mit niedrigen Bodenklassen geprägt und weise vor allem im Vergleich zu städtisch geprägten Gebieten einen sehr hohen und außergewöhnlichen Zersiedlungsgrad auf. Für die Erschließung der Ausspeisepunkte müssten große Distanzen überbrückt werden. Dabei verfüge sie mit großem Abstand über die meisten Ausspeisepunkte. Dies sei als Besonderheit gegenüber Netzbetreibern zu werten, die Ausspeisepunkte im städtischen Bereich betrieben, keine langen Erschließungsnetze benötigten oder eher eine Transportfunktion wahrnehmen würden.

43

Auch die Versorgung der ostfriesischen Inseln sei als Besonderheit der Versorgungsaufgabe zu werten. Neben dem Betrieb der Erdgasnetze auf den Inseln Borkum, Juist, Baltrum, Langeoog, Spiekeroog und Wangerooge sei sie verantwortlich für die Anbindung der Erdgasnetze der ostfriesischen Inseln einschließlich des durch einen anderen Netzbetreiber betriebenen Erdgasnetzes auf der Insel Norderney. Die Herausforderungen der Inselversorgung seien insbesondere durch außerhalb ihrer Einflusssphäre liegende geographische, geologische und meteorologische Faktoren geprägt, die sich maßgeblich auf den Bau, die Wartung und den Betrieb des Netzes auswirken und im Vergleich zum Netzbetrieb auf dem Festland erheblich höhere Kosten verursachen könnten.

44

Die Anbindung an das von der Betroffenen betriebene Erdgasnetz am Festland erfolge über Erdgasleitungen, die durch das Wattenmeer führten. Für die Gewährleistung einer sicheren und zuverlässigen Gasversorgung sei grundsätzlich eine redundante Leitungsführung durch das Wattenmeer erforderlich, da eine Aufrechterhaltung der Versorgung im Krisen- bzw. Notfall anderweitig nicht sichergestellt werden könne. Dies führe zu deutlich höheren Kosten sowohl bei der initialen Leitungsverlegung als auch beim späteren Betrieb. Bei Genehmigungsverfahren bestünden - da es sich bei dem Wattenmeer um ein Naturschutzgebiet und einen Nationalpark handele - deutlich höhere behördliche Anforderungen als auf dem Festland. Bei der Realisierung von Baumaßnahmen seien neben zeitlichen Restriktionen z.B. aufgrund von Brutzeiten geographische Einschränkungen, etwa in Setzgebieten, sowie Wasser- und Schifffahrtswege zu berücksichtigen. Arbeiten würden erschwert durch Altlasten aus dem Zweiten Weltkrieg, beispielsweise alte Seeminen, Torpedos oder Granaten. Zudem hätten die maritimen Bedingungen eine kostentreibende

45

Wirkung.

Auch verfüge ihr Versorgungsgebiet über einen im Vergleich zu anderen am Effizienzvergleich teilnehmenden Unternehmen weit überdurchschnittlichen Anteil der Bodenklasse 2 (fließende Bodenarten). Daneben sei es durch einen hohen Anteil der Bodenklasse 3 gekennzeichnet. Damit verbundene Erschwernisse blieben im aktuellen Effizienzvergleichsmodell außer Betracht, da mit dem Parameter „Vorherrschende Bodenklasse 4, 5 und 6 gewichtet mit der Leitungslänge“ die Bodenklassen 2 und 3 komplett ausgeblendet würden. 46

Eine hinreichende Abbildung der geltend gemachten Besonderheiten durch den Vergleichsparameter „Tatsächliche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen an Letztverbraucher“ sei nicht gegeben, da die tatsächliche Jahreshöchstlast in ihrem Versorgungsgebiet strukturbedingt niedriger ausfalle. Durch den Vergleichsparameter „Rohrvolumen“ werde die Besonderheit ihrer kombinierten Transport- und Versorgungsaufgabe nicht sachgerecht berücksichtigt, da bei dem von ihr betriebenen Mitteldrucknetz der eigentliche Kostentreiber nicht das Rohrvolumen, sondern die vorhandene Netzlänge sei. Der Parameter „Rohrvolumen“ stelle hingegen lediglich auf den reinen Leitungsquerschnitt ohne Berücksichtigung des Drucks ab. Der Vergleichsparameter „Messstellen“ bilde insbesondere die Versorgungsaufgabe von städtischen Netzbetreibern ab. Durch die Einschränkung der Definition des Vergleichsparameters Ausspeisepunkte auf solche > 5 bar würden nur ... von insgesamt ... Ausspeisepunkten im Netz der Betroffenen - entsprechend einem Anteil von ca. ... % – erfasst. Vor allem blieben die sog. netzinternen Ausspeisepunkte unberücksichtigt. Insgesamt führten die als Besonderheiten der Versorgungsaufgabe geltend gemachten Umstände zu Mehrkosten um rd. ... Euro und damit um mindestens 5 % (Beweis: Vernehmung ihres Leiters Finanzen und Regulierung ... (Bl. 165 ff.)). 47

Darüber hinaus habe die Bundesnetzagentur den Kapitalkostenabzug rechtswidrig bestimmt. Zu Unrecht habe sie in Anwendung der Übergangsregelung des § 34 Abs. 5 Satz 1 und 2 ARegV Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge aus dem Zeitraum vom 1.01.2007 bis 31.12.2015 bei der Betroffenen und der Verpächterin auf die Restwerte des Basisjahres fixiert. Anlagen im Bau (AiB) habe sie rechtswidrig nicht als Bestandteil des Übergangssockels gewertet und mit Null angesetzt. Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge seien ungeachtet der Übergangsregelung des § 34 Abs. 5 Satz 1 ARegV abzuschmelzen, Anlagen im Bau als Bestandteil des Übergangssockels zu werten, wie der 3. Kartellsenat des Oberlandesgerichts Düsseldorf u.a. mit Beschluss v. 1.07.2020 (VI-3 Kart 770/19 (V)) entschieden habe. "Doppelte Begünstigungen" seien eine bewusste Folge des zeitweiligen Nebeneinanders der Kostenerfassungssysteme. Soweit § 34 Abs. 5 ARegV mittlerweile durch die Verordnungsänderung vom 27.07.2021 (BR-Drs. 405/21) neu gefasst worden sei, habe der Verordnungsgeber ein „Sonderrecht zu Gunsten der Bundesnetzagentur“ geschaffen. An der Rechtswirksamkeit der Verordnungsänderung bestünden erhebliche verfassungsrechtliche Zweifel. 48

Die Betroffene beantragt, 49

den Beschluss der Bundesnetzagentur vom 8.01.2020, BK 9-16/8248, aufzuheben und die Bundesnetzagentur analog § 113 Abs. 5 Satz 2 VwGO zu verpflichten, eine Neubescheidung unter Beachtung der Rechtsauffassung des Gerichts zu erlassen. 50

Die Bundesnetzagentur beantragt, 51

52

die Beschwerde zurückzuweisen.

Sie verteidigt die angegriffene Festlegung.

53

Entgegen den Behauptungen der Betroffenen sei sie – die Bundesnetzagentur – sich der Bedeutung der Datenqualität sehr wohl bewusst. Hierbei sei jedoch bereits im Grundsatz zu beachten, dass sie die jeweiligen unternehmenseigenen Daten nicht selbst ermittele und auch nicht selbst ermitteln könne, sondern auf der Grundlage von klar gefassten Datendefinitionen alle am Effizienzvergleich beteiligten Unternehmen zu einer korrekten Datenlieferung verpflichtet seien. Die Validität und Robustheit der Datengrundlage sei dadurch gewährleistet, dass Fehler der Unternehmen im Rahmen der Plausibilisierung entdeckt und korrigiert werden könnten. Insoweit habe sie stets - wenn Daten auffällig gewesen seien und sich nach Überprüfung als fehlerhaft erwiesen hätten – die jeweiligen Auswirkungen auf das Effizienzmodell und die individuellen Effizienzwerte kontrolliert. Nichts anderes gelte für den Umgang mit (vermeintlichen) Fehlermeldungen der *I.* (Parameter „Rohrvolumen“) sowie der *Stadtwerke O., W., Stadtwerke F.* sowie der *Stadtwerke J. GmbH* (Parameter „Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar“). Dass die Betroffene wegen vorgenommener Schwärzungen bzw. mangels Offenlegung vorgenommene Korrekturen nicht im Detail überprüfen könne, sei dem Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen geschuldet.

54

Mit Schriftsatz vom 14.10.2021 hat die Bundesnetzagentur ihren Sachvortrag hinsichtlich des von der Betroffenen gerügten Datenfehlers der *Stadtwerke J. GmbH* ergänzt. Wie die Plausibilisierung der für den Effizienzvergleich der vierten Regulierungsperiode gemeldeten Daten gezeigt habe, sei der seitens der betreffenden Netzbetreiberin für die dritte Regulierungsperiode gemeldete – und im Rahmen des Effizienzvergleichsverfahrens für die dritte Regulierungsperiode mehrfach bestätigte - Wert (... Ausspeisepunkte > 5 bar) falsch gewesen. Die für den Fehler verantwortliche Netzbetreiberin habe die Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar im Rahmen der Datenerhebung für den Effizienzvergleich der vierten Regulierungsperiode mit ... angegeben. In einem Telefonat am 19.05.2021 habe sie hierzu eingeräumt, sie habe die Zuordnung der Ausspeisepunkte zum jeweiligen Druckbereich des Hoch-, Mittel- oder Niederdrucks im Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode – entgegen der vorgegebenen Definition zur Ermittlung der Ausspeisepunkte - nicht nach tatsächlichen Druckverhältnissen (Betriebsdruck), sondern nach Nenndruck bzw. dem maximal zulässigen Betriebsdruck vorgenommen. Nach den diesbezüglichen nachträglichen Analysen habe der Datenfehler jedoch weder gravierende Auswirkungen auf die Modellwahl noch auf die individuellen Effizienzwerte der anderen Netzbetreiber. Bezogen auf die SFA führe er sogar zu einer Verbesserung der Modellgüte.

55

Wegen der weiteren Einzelheiten des Sach- und Streitstands wird auf die zwischen den Beteiligten gewechselten Schriftsätze mit Anlagen und die beigezogenen Verwaltungsvorgänge sowie das Sitzungsprotokoll Bezug genommen.

56

II.

57

Die zulässige Beschwerde hat aus den in der mündlichen Verhandlung eingehend erörterten Gründen in der Sache keinen Erfolg.

58

Die Festsetzung der Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode ist nicht zu beanstanden.

59

I. Rechtmäßigkeit des Effizienzwerts

60

Ohne Erfolg rügt die Betroffene den für sie von der Bundesnetzagentur auf der Grundlage der stochastischen Effizienzgrenzenanalyse (SFA standardisiert) ermittelten Effizienzwert von 94,6555 %. Die hiergegen vorgetragenen Einwendungen gehen fehl. 61

1. Nach Maßgabe der ARegV, die auch nach der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 2.09.2021 (C-718/18 Rn. 112, RdE 2021, 534 ff.) weiterhin Anwendung findet (vgl. zuletzt BGH, Beschlüsse v. 7.12.2021 – EnVR 6/21 Rn. 9 „Kapitalkostenabzug“; v. 26.10.2021 – EnVR 17/20 Rn. 14 „Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor II“, jeweils juris; v. 8.10.2019 – EnVR 58/18 Rn. 60 ff. „Normativer Regulierungsrahmen“, RdE 2020, 103 ff.), führt die Bundesnetzagentur vor Beginn der Regulierungsperiode einen bundesweiten Effizienzvergleich für die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen mit dem Ziel durch, die Effizienzwerte für diese Netzbetreiber zu ermitteln (§ 12 Abs. 1 Satz 1 ARegV). Für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, gilt nach Anlage 3 Nr. 2 ARegV ein Effizienzwert von 100 Prozent, für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert. Hierdurch wird gemäß der Anforderung des § 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG sichergestellt, dass die Effizienzvorgabe durch ein Leistungs-Kosten-Verhältnis definiert wird, dessen Erreichbarkeit die Zahlen der (relativ) effizientesten Netzbetreiber dokumentieren (vgl. BGH, Beschluss v. 21.01.2014 - EnVR 12/12 Rn. 17, RdE 2014, 276 „Stadtwerke Konstanz GmbH“). 62

Der Effizienzvergleich erfordert, wenn er die gesetzlich vorgegebene Zuverlässigkeit aufweisen soll, eine komplexe Modellierung der maßgeblichen Verhältnisse bei den einzelnen Netzen und Netzbetreibern, die nicht bis in alle Einzelheiten rechtlich vorgegeben werden kann und vom Gesetzgeber bewusst nicht vorgegeben worden ist. Die in §§ 12 ff. und Anlage 3 zu § 12 ARegV enthaltenen Vorgaben sind trotz ihrer zum Teil hohen Regelungsdichte ausfüllungsbedürftig (vgl. bereits BGH, Beschluss v. 21.01.2014 - EnVR 12/12 Rn. 22 aaO). Zur Ausfüllung dieser Vorgaben kommen zum einen unterschiedliche wissenschaftliche Methoden in Betracht, deren konkrete Auswahl der Verordnungsgeber der Regulierungsbehörde überlassen hat. Ein Spielraum besteht zum anderen für die Regulierungsbehörde auch dann, soweit bestimmte Parameter oder Methoden vorgegeben sind, da die Aufzählungen nicht abschließend sind, sondern der Regulierungsbehörde ausdrücklich die Möglichkeit einräumen, zusätzliche Parameter oder Methoden heranzuziehen (ausführlich dazu BeckOK EnWG/van Rossum, 2. Ed. 1.03.2022, EnWG § 83 Rn. 54 ff.). Dieser Spielraum kommt in einzelnen Aspekten einem Beurteilungsspielraum, in anderen einem Regulierungsermessen gleich (vgl. BGH, Beschlüsse v. 21.01.2014 - EnVR 12/12 Rn. 10, 24 ff. aaO; v. 7.10.2014 – EnVR 25/12 Rn. 26, RdE 2015, 73 ff. und v. 12.05.2018 - EnVR 43/16 Rn. 34 sowie EnVR 53/16 Rn. 55 „Stadtwerke Essen AG“). 63

Nach der bereits zum Effizienzvergleich für die erste Regulierungsperiode Gas ergangenen, in den nachfolgenden Regulierungsperioden fortentwickelten Rechtsprechung kann die gerichtliche Kontrolle nicht weiter reichen als die materiell-rechtliche Bindung der Instanz, deren Entscheidung überprüft werden soll. Sie endet deshalb dort, wo das materielle Recht in verfassungsrechtlich unbedenklicher Weise das Entscheidungsverhalten nicht vollständig determiniert. Der regulierungsbehördlich genutzte Beurteilungsspielraum ist nach ständiger höchstrichterlicher Rechtsprechung (nur) dahingehend gerichtlich zu überprüfen, ob die Behörde die gültigen Verfahrensbestimmungen eingehalten hat, von einem richtigen Verständnis des anzuwendenden Gesetzesbegriffs ausgegangen ist, den erheblichen Sachverhalt vollständig und zutreffend ermittelt und sich bei der eigentlichen Beurteilung an allgemeingültige Wertungsmaßstäbe gehalten, insbesondere das Willkürverbot nicht verletzt hat. Die Ausübung des eine Abwägung zwischen unterschiedlichen gesetzlichen Zielvorgaben erfordernden Regulierungsermessens ist allein dann zu beanstanden, wenn 64

eine Abwägung überhaupt nicht stattgefunden hat (Abwägungsausfall), wenn in die Abwägung nicht an Belangen eingestellt worden ist, was nach Lage der Dinge in sie eingestellt werden musste (Abwägungsdefizit), die Bedeutung der betroffenen Belange verkannt worden ist (Abwägungsfehleinschätzung) oder der Ausgleich zwischen ihnen zur objektiven Gewichtigkeit einzelner Belange außer Verhältnis steht (Abwägungsdisproportionalität). Die Aufgabe der gerichtlichen Überprüfung des Effizienzvergleichs besteht daher nicht darin, die Modellierung der Vergleichsmethode im Regulierungsverfahren durch eine alternative Modellierung im Beschwerdeverfahren zu ergänzen oder zu ersetzen. Andernfalls läge die Auswahl zwischen mehreren den normativen Vorgaben entsprechenden Regulierungsmöglichkeiten letztlich bei den Gerichten, so dass diese die Regulierungsentscheidungen nicht (nur) überprüfen, sondern vielmehr selbst treffen würden und der Beurteilungsspielraum der Regulierungsbehörden ausgehöhlt würde (vgl. zu Vorstehendem nur BGH, Beschluss v. 21.01.2014 – EnVR 12/12 Rn. 41 aaO; zur Bestimmung von Qualitätselementen Beschlüsse v. 22.07.2014 - EnVR 59/12, RdE 2014, 495 ff. Rn. 13 „Stromnetz Berlin GmbH“ und EnVR 58/12 Rn. 13, juris; zum Eigenkapitalzinssatz Beschlüsse v. 9.07.2019 – EnVR 52/18, RdE 2019, 456 ff. Rn. 43 „Eigenkapitalzinssatz II“; v. 3.03.2020 – EnVR 26/18, RdE 2020, 319 ff. Rn. 26 „Eigenkapitalzinssatz III“; zum sog. XGen Beschluss v. 26.01.2021 - EnVR 7/20 Rn. 19, BGHZ 228, 286 ff. „Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor“; v. 26.10.2021 – EnVR 17/20 Rn. 16 aaO).

Eine von der Bundesnetzagentur bei der Wahl der Methode oder deren Anwendung getroffene Auswahlentscheidung ist daher allein dann zu beanstanden, wenn der gewählte methodische Ansatz von vornherein ungeeignet ist, die Funktion zu erfüllen, die ihm nach dem durch die Entscheidung der Regulierungsbehörde auszufüllenden gesetzlichen Rahmen zukommt, oder wenn ein anderes methodisches Vorgehen unter Berücksichtigung aller maßgeblichen Umstände so deutlich überlegen ist, dass die getroffene Auswahlentscheidung nicht mehr als mit den gesetzlichen Vorgaben vereinbar angesehen werden kann (vgl. BGH, Beschlüsse v. 21.01.2014 - EnVR 12/12 Rn. 39 aaO; v. 27.01.2015 – EnVR 39/13 Rn. 26, EnWZ 2015, 273 ff. „Thyssengas GmbH“; v. 9.07.2019 – EnVR 52/18 Rn. 37; v. 3.03.2020 – EnVR 26/18 Rn. 33; v. 26.01.2021 - EnVR 7/20 Rn. 28, jeweils aaO). Die Regulierungsbehörde hat gerade deshalb eine Methodenwahl zu treffen, weil es regelmäßig bei der Erfassung ökonomischer Gegebenheiten und Zusammenhänge nicht die eine richtige und in jeder Hinsicht zuverlässige Methode gibt (BGH, Beschlüsse v. 3.03.2020 – EnVR 26/18; v. 26.01.2021 - EnVR 7/20, jeweils aaO).

65

Vor diesem Hintergrund darf auch die Einholung eines Sachverständigengutachtens nicht zu dem Zweck angeordnet werden, die Modellierung der Vergleichsmethode im Regulierungsverfahren einer vorsorglichen Überprüfung auf möglicherweise wissenschaftlich angreifbare Annahmen oder Auswahlentscheidungen zu unterziehen. Die Einholung eines Sachverständigengutachtens kommt erst dann in Betracht, wenn konkrete Anhaltspunkte dafür aufgezeigt werden, dass die von der Regulierungsbehörde gewählte Vorgehensweise aus wissenschaftlicher Sicht unvertretbar erscheint. Der auf diese Weise eingeschränkte gerichtliche Prüfungsmaßstab folgt aus den Grenzen der rechtlichen Determinierung und Determinierbarkeit der Aufklärung und Bewertung komplexer ökonomischer Zusammenhänge im Allgemeinen und der regulatorischen Aufgabe im Besonderen. Er ist sowohl mit Art. 19 Abs. 4 GG als auch mit dem Anspruch auf Gewährung effektiven Rechtsschutzes (Art. 101 Abs. 1 Satz 2 GG) vereinbar (vgl. BGH, Beschlüsse v. 21.01.2014 - EnVR 12/12 Rn. 40 f.; v. 3.03.2020 – EnVR 26/18; v. 26.01.2021 - EnVR 7/20, jeweils aaO). Hiergegen gerichtete Verfassungsbeschwerden hat das Bundesverfassungsgericht durch Beschluss vom 29.07.2021 (u.a. 1 BvR 1588/20, BeckRS 2021, 23595) nicht zur Entscheidung

66

angenommen.

Wie der Bundesgerichtshof weiter entschieden hat, besteht im Rahmen der gerichtlichen Entscheidung darüber, ob die Regulierungsbehörde von einer zutreffenden Tatsachengrundlage ausgegangen ist, keine Verpflichtung zur vollständigen Nachprüfung der Validität der Datengrundlage einer gewählten Methode (vgl. BGH, Beschluss v. 26.01.2021 - EnVR 7/20 Rn. 19 aaO). Der eingeschränkte Prüfungsmaßstab erstreckt sich mithin auch auf tatsächliche Fragen. 67

Zuletzt hat der Bundesgerichtshof vor dem Hintergrund der o.g. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde (vgl. EuGH, Urteil v. 2.09.2021 C-718/18 Rn. 112, RdE 2021, 534 ff.) betont, dass die genannten Regelungen angesichts der durch das Unionsrecht geforderten Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden von externen Weisungen anderer öffentlicher oder privater Stellen wo auch immer möglich und bis zu der den Gerichten durch den Willen des nationalen Gesetzgebers gezogenen Grenze im Sinne einer Gewährleistung und Sicherung dieser Unabhängigkeit auszulegen sind. Das Unionsrecht fordert eine Auslegung der Anreizregulierungsverordnung dahin, dass dieser Unabhängigkeit so weit als möglich Geltung verschafft wird (vgl. BGH, Beschlüsse v. 26.10.2021 – EnVR 17/20 Rn. 14; v. 7.12.2021 – EnVR 6/21 Rn. 10, jeweils aaO). 68

Nach diesen Grundsätzen haben die auf den Effizienzvergleich bezogenen Rügen der Betroffenen keinen Erfolg. 69

2. Ohne Erfolg bemängelt die Betroffene, die Datenerhebung und -validierung bei der Durchführung des der Effizienzvergleichs sei für sie nicht vollständig nachvollziehbar, der angefochtene Beschluss daher unzureichend begründet. 70

Der Zweck des Begründungserfordernisses nach § 73 Abs. 1 EnWG besteht darin, den Beteiligten und dem Gericht die Überprüfung der Entscheidung in tatsächlicher und rechtlicher Hinsicht zu ermöglichen. Hierzu ist es in Anlehnung an § 39 Abs. 1 VwVfG ausreichend, aber auch erforderlich, diejenigen tatsächlichen und rechtlichen Erwägungen anzuführen, aus denen sich die Rechtmäßigkeit der ergangenen Entscheidung ergibt, so dass der betroffene Netzbetreiber entscheiden kann, ob er gegen die regulierungsbehördliche Entscheidung vorgehen will (st. Rspr., vgl. nur BGH, Beschlüsse v. 7.10.2014 – EnVR 25/12 Rn. 30; v. 21.01.2014 - EnVR 12/12 Rn. 100, jeweils aaO; ebenso OLG Schleswig, Beschluss v. 1.02.2021 – 53 Kart 21/19 Rn. 56, juris). Danach dürfen keine überspannten Anforderungen an das Maß der Begründung gestellt werden. 71

Nach Maßgabe dessen liegt eine ausreichende Begründung vor. Die Entscheidung über die Festsetzung der Erlösobergrenzen ist auf 105 Seiten (ohne Anlagen) ausführlich begründet und lässt die wesentlichen tatsächlichen Umstände und Erwägungen, die die Bundesnetzagentur zu ihrer Entscheidung bewogen haben, – insbesondere die Grundzüge der für den Effizienzvergleich maßgeblichen Datenerhebung und -validierung einschließlich der Korrektur von Datenfehlern vor und nach dem Stichtag 31.08.2018 (vgl. Beschluss S. 12 ff., 21 f., 40 f.) - im Sinne des § 73 Abs. 1 EnWG hinreichend erkennen. Wegen der Einzelheiten hat sie auf die umfangreiche Verfahrensakte (5 Stehordner) verwiesen (vgl. Beschluss S. 22), was schon in Anbetracht der Verfahrensdauer und des Umfangs des bei ihr geführten Verwaltungsvorgangs nicht zu beanstanden ist. Zudem hat sie explizit auf das von ihr in Auftrag gegebene, auf ihrer Homepage (www.bundesnetzagentur.de) abrufbare, 143 Seiten zuzüglich 123 Seiten Anhang umfassende Gutachten des Beraterkonsortiums „Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (3. RP)“ vom 17.05.2019 Bezug genommen. 72

Dieses enthält in Kapitel 4 umfangreiche Ausführungen zu der für den Effizienzvergleich herangezogenen Datenbasis, insbesondere zu ihrer Plausibilisierung und Analyse. Die Ausführungen werden ergänzt durch den „Annex D“ mit Einzelheiten zu den Ergebnissen der Plausibilisierung der einzelnen Parameter. Die Bundesnetzagentur hat ihr Vorgehen überdies dadurch nachvollziehbar und transparent werden lassen, dass sie die Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher bei der Auswahl der finalen Vergleichsparameter mehrfach angehört und im Juli 2017 eine Konsultationsveranstaltung durchgeführt hat, bei der den Netzbetreibern die Durchführung der Datenplausibilisierung und das Vorgehen bei der Kostentreiberanalyse einschließlich möglicher Vergleichsparameter vorgestellt wurden. Daneben hat sie auf ihrer Homepage das im März 2017 erstellte Gutachten „Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber – Arbeitsstand Parameterdefinitionen“ der von ihr beauftragten Swiss Economics veröffentlicht, in dem u.a. die Berechnung ausgewählter Parameter aus den erhobenen Strukturdaten der Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des Effizienzvergleichs erläutert wird. Die konkrete Ausgestaltung des Effizienzvergleichsmodells wurde den Netzbetreibern am 21.12.2018 nach Fertigstellung des Berichts des Beraterkonsortiums mitgeteilt und sowohl der Anhörungsentwurf als auch die finale Fassung des Gutachtens vom 17.05.2019 einschließlich der Erwägungen, die zur Wahl des Modells und der Parameter geführt haben, auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Die Betroffene ist nach alledem erkennbar in der Lage zu prüfen, ob die Vorgehensweise bei der Ermittlung des Effizienzwerts rechtmäßig war, und so die Rechtmäßigkeit des für sie festgelegten Effizienzwerts zu beurteilen. Dies zeigt sich nicht zuletzt darin, dass sie auf dieser Grundlage im Laufe des Verfahrens mehrfach ausführlich zum Effizienzvergleichsmodell Stellung genommen und u.a. die als Anlage zur Beschwerde vorgelegten privatgutachterlichen Stellungnahmen der D. „Gutachten zum Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Gas“ und der Q. AG „Beurteilung des Effizienzvergleichs Gas der dritten Regulierungsperiode – Kritische Würdigung des Prozesses und der Endergebnisse“ vom 6.10.2020 in Auftrag gegeben hat. 73

Entgegen der diesbezüglichen Rüge der Betroffenen war die Bundesnetzagentur nicht verpflichtet, vollumfänglich anzugeben, ob und ggf. welche Datenkorrekturen sie im Lauf des Verfahrens für welche Netzbetreiber durchgeführt hat. Auch unter Abwägung der berechtigten Interessen aller betroffenen Netzbetreiber bestand schon kein Anspruch der Betroffenen auf umfassende Kenntnis des dem Effizienzvergleich zugrunde liegenden Datenmaterials (vgl. BGH, Beschlüsse v. 21.01.2014 - EnVR 12/12 Rn. 78 f., 83, 91, 96; v. 7.10.2014 – EnVR 25/12 Rn. 32 ff., jeweils aaO). 74

Überdies korrespondiert das im jeweiligen Einzelfall gebotene Maß an Begründung spiegelbildlich mit dem für die konkret angegriffene Entscheidung maßgeblichen Prüfungsmaßstab. Das Regelungskonzept der ARegV sieht weder eine Sanktionierung unzutreffender Angaben noch eine umfassende Überprüfung durch die Bundesnetzagentur vor. Auch ohne genaue Kenntnis der kompletten Datengrundlage lässt sich beurteilen, ob der von der Bundesnetzagentur gewählte methodische Ansatz von vornherein ungeeignet ist, den Effizienzwert des einzelnen Unternehmens zu ermitteln oder ob ein anderes methodisches Vorgehen unter Berücksichtigung aller maßgeblichen Umstände ihrer Vorgehensweise so deutlich überlegen ist, dass die Entscheidung als nicht mehr mit den gesetzlichen Vorgaben vereinbar angesehen werden kann (vgl. BGH, Beschlüsse v. 26.01.2021 - EnVR 7/20 Rn. 28; v. 3.03.2020 – EnVR 26/18; v. 21.01.2014 - EnVR 12/12 Rn. 39, jeweils aaO). Danach ist dem Begründungserfordernis dadurch Genüge getan, dass die nachträglich erforderlich gewordenen Korrekturen aufgrund von Datenfehlern und deren Relevanz sowie ggf. das 75

Ergebnis der Plausibilisierung aufgrund konkreter Eingaben zu möglichen Datenfehlern im Beschluss (dort S. 21 ff.) dargestellt sind.

Nach alledem ist die Begründung der angegriffenen Entscheidung nicht zu beanstanden. 76

3. Der Einwand der Betroffenen, die Bundesnetzagentur habe den erheblichen Sachverhalt unvollständig ermittelt, bleibt ebenfalls ohne Erfolg. 77

Nach § 27 Abs. 1 Satz 2 Nr. 3 ARegV erhebt die Regulierungsbehörde die zur Ermittlung der Effizienzwerte erforderlichen Daten durch Einholung von Auskünften bei den Netzbetreibern, die insoweit zu vollständigen und wahrheitsgemäßen Angaben verpflichtet sind. Ein Sanktionierungssystem für unzutreffende Angaben oder eine umfassende Überprüfung der Angaben durch die Bundesnetzagentur sieht die Anreizregulierungsverordnung nicht vor (vgl. BGH, Beschlüsse v. 21.01.2014 - EnVR 12/12 Rn. 84 f.; v. 26.01.2021 - EnVR 7/20 Rn. 150, jeweils aaO). Eine allgemeine ergänzende Prüfung der erhobenen Daten auf ihre energiewirtschaftliche bzw. ingenieurwissenschaftliche Plausibilität ohne konkreten Anlass ist nicht erforderlich (vgl. OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschlüsse v. 23.06.2021 – VI-3 Kart 837/19 (V) Rn. 103, juris zum Effizienzvergleich für die dritte Regulierungsperiode Strom; v. 26.02.2020 - VI-3 Kart 75/17 [V], BeckRS 2020, 5386, Rn. 79 ff. betr. die Ermittlung des Qualitätselements). Anlass zu einer näheren Überprüfung der übermittelten Daten besteht nur, wenn konkrete Anhaltspunkte vorliegen, die Zweifel an der Richtigkeit der übermittelten Daten begründen (BGH, Beschlüsse v. 26.01.2021 - EnVR 7/20; v. 21.01.2014 - EnVR 12/12, jeweils aaO). 78

Nach dem Regelungskonzept der ARegV darf die Bundesnetzagentur grundsätzlich davon ausgehen, dass (1.) ein Netzbetreiber nicht vorsätzlich unzutreffende Angaben machen wird und (2.) sich versehentlich unzutreffende Einzelangaben angesichts der Breite der Datengrundlage auf das Ergebnis nicht in nennenswertem Umfang auswirken. Bei der Ermittlung des Effizienzwerts und der sich daraus ergebenden Effizienzvorgabe sieht die ARegV auf unterschiedlichen Stufen des Verfahrens zur Ermittlung der Erlösobergrenzen wirkende Sicherungsmechanismen vor, die der Fehleranfälligkeit der Datengrundlage Rechnung tragen sollen (vgl. bereits OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschluss v. 12.01.2011 – VI-3 Kart 185/09 (V) Rn. 125, N&R 2011, 268 ff.; Albrecht/Mallossek/Petermann in: Holznagel/Schütz, ARegR, 2. Aufl. 2019, Vorbem. §§ 12-16 ARegV Rn. 11 und § 15 ARegV Rn. 49 f.). So sieht § 30 Abs. 1 Satz 2 ARegV bei fehlenden/unzutreffenden Daten alternativ die Möglichkeit des Rückgriffs auf ältere Daten/Schätzungen und/oder eine Referenznetzanalyse mithilfe von vorhandenen/erhaltenen Daten vor. Für den Fall der Verletzung der Mitwirkungspflicht bestimmt § 30 Abs. 1 Satz 3 ARegV, dass für den einzelnen Netzbetreiber der (Mindest-)Effizienzwert von 60 % angesetzt werden kann. Mit der Ausreißeranalyse und der Best-of-four-Abrechnung sind weitere Korrekturmöglichkeiten vorgesehen. Schließlich bestimmt § 15 ARegV den Schwellenwert für unzumutbare Effizienzvorgaben, bei denen eine Bereinigung des Effizienzwerts geboten sein kann, mit Kostensteigerungen um mindestens 5 %. 79

Der Verordnungsgeber geht danach ersichtlich davon aus, dass eine zu 100 % richtige und lückenlose Datengrundlage qualitativ und quantitativ nicht erreicht werden kann. Eine vollständige Fehlerfreiheit der Datengrundlage des Effizienzvergleichs und der sich aus dem Effizienzvergleich ergebenden Effizienzvorgaben der Netzbetreiber ist schon systembedingt nicht zu erreichen, weil die Regulierungsbehörde nach den diesbezüglichen Vorgaben der ARegV auf die ihr von den Netzbetreibern zu übermittelnden Daten angewiesen ist und lediglich bei etwaigen Unplausibilitäten auf deren Korrektur drängen kann. 80

Nach diesen Maßgaben hat die Bundesnetzagentur im Vorfeld der Erlösobergrenzenfestlegung für die dritte Regulierungsperiode alle Möglichkeiten ausgeschöpft, um unter Mitwirkung der Netzbetreiber in einem (noch) vertretbaren Zeitfenster eine valide Datengrundlage für die Durchführung des Effizienzvergleichs und damit die Ermittlung des individuellen Effizienzwerts des einzelnen Netzbetreibers zu erlangen. Anlass, die Validität der Datengrundlage im Rahmen der gerichtlichen Überprüfung vollständig nachzuprüfen, besteht nicht. Wie bereits ausgeführt, gibt es bei der Erfassung ökonomischer Gegebenheiten und Zusammenhänge regelmäßig nicht die eine richtige und in jeder Hinsicht zuverlässige Methode, weshalb die Validität der Datengrundlagen zu den Umständen gehört, die die Regulierungsbehörde zu prüfen, zu bewerten und zu anderen Gesichtspunkten wie der Datenverfügbarkeit, dem erforderlichen Ermittlungsaufwand sowie gegebenenfalls rechtlichen Vorgaben etwa zur Fehlertoleranz in Beziehung zu setzen hat (vgl. BGH, Beschlüsse v. 26.01.2021 - EnVR 7/20 Rn. 19; v. 3.03.2020 – EnVR 26/18 Rn. 33, jeweils aaO).

Die grundsätzliche Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Ermittlung und Plausibilisierung der Daten wird im Gutachten „Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (3. RP)“ vom 17.05.2019 ausführlich dargestellt. Sie entspricht der Praxis in schon vorangegangenen Regulierungsperioden. Danach wird die Datenbasis für den bundesweiten Effizienzvergleich durch die Gasverteilernetzbetreiber gebildet, die nicht dem vereinfachten Verfahren gemäß § 24 ARegV unterliegen und die bis zum Stichtag 31.08.2018 finale Kostendaten an die Bundesnetzagentur übermittelt haben (vgl. Gutachten S. 41: für die 3. RP insgesamt 183 von 186 Netzbetreibern). Die aufgrund des Beschlusses BK9-15/603 vom 17.05.2016 abgefragten Leistungs- und Strukturdaten der Netzbetreiber – je Netzbetreiber insgesamt 122 Parameter - wurden diesen von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Datenplausibilisierung in Form von Datenquittungen mehrfach zur eigenen Überprüfung zur Verfügung gestellt. Die Unternehmen wurden darin über die für sie jeweils vorgesehenen Strukturparameter unterrichtet und erhielten Gelegenheit zur Stellungnahme. Soweit Sachverhalte Änderungen in der Datenbasis erforderlich machten, wurden sie auch hierüber von der Bundesnetzagentur informiert. Die Netzbetreiber und die betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher haben die Plausibilitätsprüfungen der Bundesnetzagentur und des Beraterkonsortiums als „sehr umfassend“ eingeschätzt (vgl. Beschluss S. 16; Stellungnahme BDEW/VKU/GEODE v. 18.02.2019 zum BNetzA-Gutachtenentwurf „Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas der dritten Regulierungsperiode“ S. 11).

82

Der Prozess der Datenerhebung und -plausibilisierung sowie die diesbezüglichen Ergebnisse sind in Kapitel 3.2 und Kapitel 4 des Gutachtens sowie im „Annex D“ (Gutachten S. 159 bis 192) detailliert dargestellt. Danach wurde die Konsistenz der Strukturdaten sowohl innerhalb eines Netzes/Netzbetreibers als auch vergleichend zwischen den Unternehmen geprüft. Das konkrete Verfahren wurde zuvor auf Wirksamkeit hin überprüft. Ferner wurde ein Abgleich mit öffentlich verfügbaren Daten durchgeführt und die Daten auf zulässige Datentypen und Eingabefehler hin überprüft. Die Kosten-, Leistungs- und Strukturdaten wurden u.a. anhand von Analysen der Kennzahlen, Streudiagrammen, Box-Whisker-Diagrammen sowie statistischen Abweichungsanalysen plausibilisiert. Die übermittelten Daten wurden durch Wertebereichsprüfungen, z.B. für die Anzahl der Anschlusspunkte oder Volllaststunden, durch Vergleich von abgefragten Daten mit extern verfügbaren Daten (z.B. Geodaten bei Flächenangaben, Kapazitätsangaben der Flächennetzbetreiber aus der Gasdatenbank des Netzentwicklungsplans (NEP) bei Angaben zur zeitgleichen Jahreshöchstlast), durch Überprüfung der Verhältnisse je zweier Strukturgrößen zueinander, durch Überprüfung der Verhältnisse aus Kosten und/oder Kostenbestandteilen einerseits und je einer Strukturgröße andererseits sowie durch Vergleich der Strukturdaten des Benchmarking der zweiten

83

Regulierungsperiode mit den aktuellen Werten einschließlich der Prüfung auf ungewöhnlich starke Änderungen bis hin zu zulässigen Datentypen und Eingabefehlern überprüft (vgl. Gutachten S. 28 f., 42 ff., 159 ff., 192). Die Plausibilisierung anhand externer Erfahrungswerte wurde durch ingenieurwissenschaftliche Untersuchungen mithilfe von Kostentreiberzusammenhängen aus analytischen Modellen gestützt. Ferner wurden gaswirtschaftliche und gastechnische Vergleichsanalysen aus dem Datenbestand der TU Berlin zur zusätzlichen Absicherung der Belastbarkeit der Datenbasis herangezogen.

Bei relevanten Abweichungen erfolgten auf Basis der Ergebnisse seitens der Bundesnetzagentur – zum Teil mehrfach - Rückfragen hinsichtlich der Korrektheit der Daten bei den Unternehmen. Bei fehlerhaften Daten wurden die Netzbetreiber aufgefordert, die entsprechenden Werte zu korrigieren und erneut an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Dadurch wurde sichergestellt, dass keine Veränderung der Datenbasis erfolgte, d.h. es wurden keine Datensätze separiert. Entsprechend wurde anfangs eine Vollprüfung des Datensatzes durchgeführt, die dann um weitere Teilprüfungen der sich ergebenden Änderungen und Korrekturen im Datensatz ergänzt wurde (vgl. Gutachten S. 29).

84

Bei der Korrektur der Datengrundlage hat die Bundesnetzagentur eine sachgerechte Differenzierung unter Abwägung der Gesamtumstände vorgenommen. Dabei ist sie - zu Recht - davon ausgegangen, dass in dem Spannungsfeld – einerseits eine robuste Datengrundlage zu erlangen, andererseits einen angemessenen sachlichen und zeitlichen Aufwand bei der Überprüfung der Validität im Verhältnis zu den berechtigten Interessen der Netzbetreiber an einer Entscheidung über die Erlösobergrenzen zeitnah zum Beginn der Regulierungsperiode zu wahren – keine abstrakten Aussagen möglich sind (vgl. BGH, Beschluss v. 26.10.2021 – EnVR 17/20 Rn. 55 aaO). Sowohl das „Ob“ als auch das „Wie“ der Korrektur aufgetretener Datenfehler hängt vielmehr vom jeweiligen Einzelfall ab. Ermessensfehlerfrei hat die Bundesnetzagentur dabei auch den „Zeitfaktor“ mit in den Blick genommen (vgl. zur Bedeutung der „regulatorischen Rechtzeitigkeit“ BGH, Beschluss v. 26.10.2021– EnVR 17/20 Rn. 54 f. aaO). Nach § 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG müssen die Effizienzvorgaben so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein, dass der betroffene Netzbetreiber oder die betroffene Gruppe von Netzbetreibern die Vorgaben unter Nutzung der ihm oder ihnen möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann. Auch seitens der Netzbetreiber wurde im Rahmen der Anhörung betont, dass Netzbetreiber mit Effizienzwerten unter 100 % möglichst über die gesamte Regulierungsperiode Gelegenheit haben sollten, Maßnahmen zur Befolgung bzw. zum Übertreffen des für sie maßgeblichen Effizienzpades zu ergreifen (vgl. BDEW/VKU/GEODE v. 18.02.2019 aaO).

85

Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur bei der Behandlung von Datenfehlern sachgerecht abgewogen nach dem Verfahrensstand des Effizienzvergleichs und der individuellen Verwaltungsverfahren (Datenerhebung – Weiterleitung der Daten an Gutachter – Beginn der Modellentwicklung – Konsultation – Abschluss der Modellentwicklung – bestandskräftiger Beschluss individuell/alle Netzbetreiber), nach Art und Umfang des Datenfehlers (Auswirkung auf SFA, DEA oder Modell- bzw. Parameterauswahl, Auswirkung auf statistische Kennzahlen, auf Effizienzwerte des betroffenen Netzbetreibers oder auch auf dritte Netzbetreiber (insbesondere bei Datenfehlern von Benchmarkführern)), nach dessen Folgen (positive/negative Wechselwirkungen, bezifferbare Höhe des Fehlers bzw. Auswirkung und potentielle Folgen (Neuberechnung der Effizienzgrenze, Änderung der Parameter und statistischen Kennzahlen, „ceteris-paribus“-Berechnung)) sowie nach der Verantwortlichkeit für den jeweiligen Datenfehler (Fehler des Netzbetreibers, zu dessen Gunsten/Lasten oder Fehler im Verantwortungsbereich der Bundesnetzagentur).

86

Die methodische Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Datenerhebung, -plausibilisierung und -korrektur war danach geeignet, jedenfalls erkennbar unplausible Daten der betroffenen Netzbetreiber zu identifizieren und - soweit notwendig - sachgerecht zu korrigieren (so auch OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschluss v. 23.06.2021 – VI-3 Kart 837/19 (V) Rn. 106 aaO). Fehler bei der Datenerhebung, -plausibilisierung oder -korrektur im Verantwortungsbereich der Bundesnetzagentur zeigt die Betroffene, wie nachfolgend weiter ausgeführt wird, nicht auf. Zu Recht weist die Bundesnetzagentur darauf hin, dass schon durch die Historie der Datenermittlung und -plausibilisierung im angefochtenen Beschluss (aaO) deutlich wird, mit welcher Intensität sie an der Robustheit der Datengrundlage gearbeitet hat. Nicht zuletzt haben die im Verlauf des drei Jahre andauernden Verfahrens mehrfach vorgenommenen Neuberechnungen dazu geführt, dass der Betroffenen insgesamt vier verschiedene (bestabgerechnete) Effizienzwerte mitgeteilt wurden. Weitere standardisierte Schritte zur Erhebung und/oder Plausibilisierung der zur Durchführung des Effizienzvergleichs erforderlichen Daten musste die Bundesnetzagentur nicht vorsehen. Dass ihrer Vorgehensweise andere Methoden (greifbar) überlegen wären, ist nicht ersichtlich.	87
<u>4.</u> Ohne Erfolg rügt die Betroffene, der Effizienzvergleich und der aus ihm abgeleitete Effizienzwert basierten auf einer unzutreffenden Tatsachengrundlage, da die Bundesnetzagentur aufgetretene Fehler nicht in vollem Umfang korrigiert habe.	88
Die von der Betroffenen gerügte „uneinheitliche“ Behandlung von Datenfehlern beruht gerade auf der differenzierten Abwägung der in die Abwägungsentscheidung einzustellenden Belange. Schon deshalb ist sie nicht zu beanstanden.	89
Abwägungsfehler bei der Frage, ob und in welchem Umfang die Datengrundlage zu korrigieren war, sind nicht ersichtlich. Entgegen der Rüge der Betroffenen liegt ein Abwägungsausfall nicht vor, da eine Abwägung zur Frage der nachträglichen Datenkorrektur stattgefunden hat. Auch ist kein Abwägungsdefizit gegeben, denn in die Abwägung wurden sämtliche Kriterien eingestellt, die nach Lage der Dinge eingestellt werden mussten. Insbesondere hat sich die Bundesnetzagentur dabei auch intensiv mit den Auswirkungen und der Verantwortlichkeit für den jeweiligen Datenfehler befasst. Eine Abwägungsfehleinschätzung liegt ebenso wenig vor, denn es ist nicht ersichtlich, dass die Bundesnetzagentur die Bedeutung der für die Abwägungsentscheidung relevanten Belange verkannt hätte. Eine Abwägungsdisproportionalität scheidet aus, da weder aufgezeigt noch sonst ersichtlich ist, dass der gefundene Ausgleich zwischen den Belangen außer Verhältnis zur objektiven Gewichtigkeit der einzelnen Belange stehen würde.	90
<u>4.1</u> Völlig zu Recht hat die Bundesnetzagentur im Rahmen ihrer Ermessensausübung insbesondere die Notwendigkeit eines Stichtags für die Modellbildung – hier: des 31.08.2018 und damit eines Stichtags bereits im ersten Jahr der dritten Regulierungsperiode - in ihre Abwägung eingestellt. Dabei ist sie ermessensfehlerfrei davon ausgegangen, dass in Anbetracht der bis zu diesem Stichtag bereits vorgenommenen aufwändigen Datenplausibilisierung nach dem Stichtag nur noch vereinzelte Fehler mit – methodenabhängig - begrenzter Auswirkung auf die individuellen Effizienzwerte einzelner Netzbetreiber auftreten konnten und sich unzutreffende Einzelangaben angesichts der Breite der Datengrundlage typischerweise auf das Ergebnis nicht in nennenswertem Umfang auswirken würden (vgl. BGH, Beschlüsse v. 26.01.2021 - EnVR 7/20; v. 21.01.2014 - EnVR 12/12 Rn. 85, jeweils aaO).	91
In nicht zu beanstandender Weise hat sie berücksichtigt, dass nachträgliche Veränderungen nach dem Rechtsgedanken des § 12 Abs. 1 Satz 3 ARegV grundsätzlich nicht zu einer (ständigen) Wiederholung des sehr komplexen Effizienzvergleichs bzw. seiner Modellbildung	92

führen. Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs bezieht sich dieser Rechtsgedanke nicht nur auf Datenänderungen infolge späterer gerichtlicher Verfahren, sondern auch auf die Entwicklung des Effizienzvergleichsmodells und die darauf beruhende Ermittlung der Effizienzwerte für alle am Vergleich beteiligten Netzbetreiber. Hätte die nachträgliche Änderung einzelner in die Datenbasis eingeflossener Werte eine erneute Durchführung all dieser Schritte zur Folge, so würde jede Einzelentscheidung einen erheblichen Folgeaufwand mit sich bringen. Dieser Aufwand ist in der Regel verzichtbar, weil die Auswirkungen von Datenfehlern angesichts der breiten Datengrundlage in der Regel verschwindend gering sind und damit typischerweise nicht zu wesentlichen Änderungen in der Datenbasis und damit zu einer Änderung der Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber führen (zu Änderungen bei der Kostenbasis bereits BGH, Beschluss v. 21.01.2014 - EnVR 12/12 Rn. 130 aaO). Dies wäre nicht nur unpraktikabel; es liefe auch dem engen Zeitfenster für den Effizienzvergleich und die Ermittlung der individuellen Effizienzwerte zuwider. Eine vollständige Fehlerfreiheit der Datengrundlage des Effizienzvergleichs und der sich aus dem Effizienzvergleich ergebenden Effizienzvorgaben der Netzbetreiber ist, wie schon ausgeführt wurde, systembedingt nicht zu erreichen. Der Ordnungsgeber nimmt eine nicht vollkommene Datengrundlage in Kauf, wie in den bereits dargestellten Sicherungsmechanismen (Ausreißeranalyse, Best-of-four-Abrechnung, §§ 15, 16, 30 Abs. 1 ARegV) und dem für eine Bereinigung nach § 15 ARegV vorgesehenen Schwellenwert von 5 % zum Ausdruck kommt (vgl. OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschluss v. 12.01.2011 – VI-3 Kart 185/09 (V) aaO).

4.2 Ohne Erfolg bemängelt die Betroffene, die Bundesnetzagentur habe Datenfehler lediglich bei Benchmarkführern korrigiert. 93

Die Bundesnetzagentur hat überzeugend erläutert, dass die Wirkung von Datenänderungen in der DEA sowohl hinsichtlich der individuellen Effizienzwertänderung des betreffenden Netzbetreibers als auch betreffend die übrigen Unternehmen in der Regel gut vorhersehbar ist. Danach beeinflusst die individuelle Datenänderung eines Netzbetreibers, der kein Benchmarkführer ist, zunächst nur dessen eigene Effizienz; die Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber bleiben davon in der Regel unberührt. Die Bundesnetzagentur hat in Anbetracht dessen zu Recht entsprechende Auswirkungen von Datenänderungen grundsätzlich allein zum Nachteil des betreffenden Netzbetreibers berücksichtigt, um Fehlanreize zu vermeiden. Im Ausnahmefall kann es zwar vorkommen, dass sich durch die Datenkorrektur eines Netzbetreibers die Grenzwerte für die Ausreißeranalysen derart verschieben, dass weitere oder weniger Unternehmen als Ausreißer identifiziert werden. Dieser (sehr seltene) Fall wurde von der Bundesnetzagentur jedoch stets geprüft und in den durchgeführten Analysen berücksichtigt. Dass ein Netzbetreiber, der zuvor ein Nicht-Benchmarkführer war, aufgrund der Datenänderung zum Benchmarkführer wird und so die Zusammensetzung der Peer-Unternehmen beeinflussen kann, ist so offensichtlich, dass diese Auswirkung im Rahmen der Analysen erkannt worden wäre. 94

In der SFA sind die Auswirkungen von Datenänderungen einzelner Netzbetreiber im Vorfeld nicht abzuschätzen, da ein für alle Netzbetreiber identischer Zusammenhang zwischen Vergleichsparametern und Kosten ermittelt wird. In Anbetracht dessen hat die Bundesnetzagentur in sämtlichen relevanten Einzelfällen Kontrollrechnungen durchgeführt, um die möglichen Auswirkungen erfassen zu können. Dies ist aus Rechtsgründen nicht zu beanstanden. 95

4.3 Entgegen dem Einwand der Betroffenen war die Bundesnetzagentur nicht gehalten, kumulativ zu prüfen, ob und ggf. wie sich die Änderungen der noch nach Fertigstellung des 96

Berichts des Beraterkonsortiums am 21.12.2018 bekannt gewordenen Datenfehler „in Summe“ auf das Effizienzvergleichsmodell oder die Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber auswirkten. Der Einholung eines Sachverständigengutachtens zu der Frage, ob in der SFA auch Datenänderungen bei Unternehmen mit niedrigen Effizienzwerten - vor allem dann, wenn es sich um mehrere Änderungen handelt – „deutlichen“ Einfluss auf die Effizienzwerte aller Unternehmen haben können (Bl. 58 GA), bedarf es nicht. Der Bundesnetzagentur – wie von der Betroffenen gefordert - bei einer „substantiellen“ (?) Gesamtzahl von Datenkorrekturen eine Pflicht zur weiteren Überprüfung der Auswirkungen „in Summe“ bzw. zur Wiederholung des gesamten Effizienzvergleichs aufzuerlegen, wäre nicht nur unpraktikabel (unklar ist nicht zuletzt, wann eine „substantielle“ Gesamtzahl von Datenkorrekturen vorliegen bzw. der „Schlussstrich“ zur Ermittlung der „Summe“ der Datenkorrekturen gezogen werden soll), sondern würde im Ergebnis auf ein „perpetuum mobile“ hinauslaufen. In Konsequenz dessen würden die Festlegungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen faktisch zu keinem Zeitpunkt in Bestandskraft erwachsen, was vom Ordnungsgeber ersichtlich nicht gewollt war (vgl. Albrecht/Mallossek/Petermann aaO § 12 Rn. 145). Vielmehr sollen, wie bereits ausgeführt wurde, nachträgliche Datenänderungen grundsätzlich nicht zu einer ständigen Wiederholung des sehr komplexen Effizienzvergleichs bzw. seiner Modellbildung und der darauf beruhenden Ermittlung der Effizienzwerte für alle am Vergleich beteiligten Netzbetreiber führen. Dass der Ordnungsgeber dies auch angesichts des engen Zeitfensters für die Durchführung des Effizienzvergleichs nicht wollte, kommt in den engen zeitlichen Vorgaben und der Option, auf eine nicht vollständige Datengrundlage zurückzugreifen, wie auch in § 12 Abs. 1 Satz 3 ARegV zum Ausdruck (vgl. OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschluss v. 12.01.2011 – VI-3 Kart 185/09 (V) aaO; OLG Schleswig, Beschluss v. 12.01.2012 – 16 Kart 48/09 Rn. 122, juris). Eine bestimmte „Schwelle“, ab der eine Neuberechnung des Effizienzvergleichs erforderlich ist, sieht die Verordnung nicht vor. Nach der Intention des Ordnungsgebers ist die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der individuellen Effizienzvorgaben u.a. dadurch gewährleistet, dass ein angemessener mehrjähriger Zeitraum zur Erreichung der Effizienzgrenze besteht, § 12 Abs. 4 ARegV eine Deckelung der Effizienzgrenze vorsieht, strukturelle Besonderheiten ggf. gesondert zu berücksichtigen sind und darüber hinaus in Härtefällen eine individuelle Anpassung der Effizienzvorgaben des jeweiligen Netzbetreibers erfolgen kann. Zudem wird die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben weiter dadurch gesteigert, dass nach der Best-of-four-Abrechnung der höchste aus den insgesamt vier zu ermittelnden Effizienzwerten in Ansatz gebracht wird (vgl. BR-Drs. 417/07 S. 54 f.). Auch den Netzbetreibern wäre es letztlich nicht zuzumuten, wenn sie sich ständig mit ggf. nur marginal ändernden Effizienzwerten auseinandersetzen müssten. Vor diesem Hintergrund hat der Ordnungsgeber das Rechtsgut der Bestandskraft – auch mit Blick auf die mögliche Betroffenheit aller am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreiber - höherwertiger eingestuft als das Interesse des Einzelnen an einer Neuberechnung (vgl. Albrecht/Mallossek/Petermann aaO § 12 ARegV Rn. 146, 155). Nach alledem ist es nicht zu beanstanden, dass die Bundesnetzagentur nicht geprüft hat, ob und ggf. wie sich Änderungen durch die noch nach Fertigstellung des Berichts des Beraterkonsortiums am 21.12.2018 bekannt gewordenen Datenfehler „in Summe“ auf das Effizienzvergleichsmodell oder die Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber auswirkten. Ungeachtet dessen ist nicht ersichtlich, dass sich die von der Betroffenen monierte Vorgehensweise der Bundesnetzagentur insoweit auf den - der SFA entstammenden - Effizienzwert der Betroffenen ausgewirkt hätte.

4.4 Die im Zeitfenster nach der Anhörung zur Festlegung der Erlösobergrenzen zu Tage getretenen Datenfehler beschränken sich gemessen an der Breite der Datengrundlage auf wenige Einzelfälle (insgesamt vier fehlerhafte Einzelangaben). Fehler der Bundesnetzagentur

bei deren Behandlung sind weder geltend gemacht noch ersichtlich, wie nachfolgend ausgeführt wird. Auch ist es nicht zu beanstanden, dass sie die tatsächlich festgestellten Fehler nicht sämtlich zum Anlass genommen hat, die Effizienzwerte für alle Netzbetreiber und damit auch für die Betroffene zu ändern.

4.4.1 Den von der Betroffenen angeführten, Anfang 2019 – nach Versendung der Anhörungen, aber noch vor der Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen – festgestellten Datenfehler der *Stadtwerke O.* bei der Angabe der Ausspeisepunkte > 5 bar hat die Bundesnetzagentur anhand der bereits dargelegten Kriterien sachgerecht korrigiert (vgl. Beschluss S. 21 f., 40 f.). Danach war die betreffende Netzbetreiberin durch die fehlerhafte Angabe fälschlicherweise Benchmarkführer geworden, was die Effizienzwerte einer hohen Zahl anderer Netzbetreiber beeinflusst hatte. Daraufhin wurde eine umfassende Korrekturrechnung beschlossen, bei der nicht nur der eigene Effizienzwert der betreffenden Netzbetreiberin, sondern auch die Effizienzgrenzen der DEA und SFA und damit die Effizienzwerte aller Netzbetreiber neu ermittelt wurden. Infolgedessen wurde der Großteil der im Januar und Februar 2019 angehörten Effizienzwerte für die Bescheidung der Erlösobergrenzen 2018 ff. – u.a. der der Betroffenen zunächst mitgeteilte Wert, zu ihren Gunsten – (abermals) abgeändert. Bezogen auf die Modellfindung konnte der verwaltungsintern gesetzte Stichtag (31.08.2018) aufrechterhalten werden, da sich durch die Korrektur für die ursprüngliche Spezifikation des OLS/SFA-Modells nur geringfügige Änderungen der Gütekriterien und der Regressionskoeffizienten ergaben. Der Datenfehler hatte somit keine Auswirkungen auf das ermittelte Effizienzvergleichsmodell als solches, was die Bundesnetzagentur zu Recht als Indiz für dessen Robustheit und Belastbarkeit angesehen hat. 98

4.4.2 Bei der von der Betroffenen als unplausibel gerügten Angabe des Rohrvolumens durch die *I.* lag kein Datenfehler vor. Den im Rahmen der Plausibilisierung als auffällig identifizierten Zuwachs im Rohrvolumen hat die betreffende Netzbetreiberin plausibel mit Verschiebungen in den Netzlängen begründet, die durch den Austausch und die Erneuerung anderen Durchmesserklassen zugeordnet wurden (vgl. Anl. BG 1 und 2). Auf den im Rahmen der Veröffentlichung der Daten zum Produktivitätsfaktor erfolgten Hinweis der *X. GmbH* hat sie den gemeldeten Wert von ... m³ nochmals geprüft und ausdrücklich bestätigt (Anl. BG 5). Die Bundesnetzagentur hat den Wert damit zu Recht zugrunde gelegt. Für weitere Nachforschungen oder Korrekturen bestand kein Anlass. Die Plausibilität des - mehrfach als korrekt bestätigten – Wertes wird durch die pauschal gebliebene Einschätzung der Betroffenen, Verschiebungen in den Netzlängen könnten „als Begründung nahezu ausgeschlossen werden“, nicht in Zweifel gezogen. Nichts anderes gilt im Ergebnis für die von ihr erstmals mit Schriftsatz vom 3.09.2021 angeführten „Analysen mittels der Enet-Datenbank“, die sie nicht näher erläutert oder vorgelegt hat. Der Einwand der Betroffenen, sie könne „die zur Verfügung gestellte Anlage“ nicht nachvollziehen, da diese „durchgängig geschwärzt“ sei, geht fehl. Die seitens der Bundesnetzagentur vorgelegten Anlagen BG 1-5, u.a. die als Anlage BG 2 vorgelegte Exceldatei, ermöglichen es, den Gegenstand und das Ergebnis der vorgenommenen Plausibilisierung nachzuvollziehen. Darüber hinaus bestand, wie schon ausgeführt, kein Anspruch auf umfassende Einsicht in das dem Effizienzvergleich zugrundeliegende Datenmaterial. 99

4.4.3 Nichts anderes gilt im Ergebnis für die von der Betroffenen pauschal als unplausibel eingestuft gerügten Angaben einzelner Netzbetreiber (*N.*, *Stadtwerke V. GmbH*, *Stadtwerke C.*) bei der Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar, die sie im Wesentlichen (nur) mit der prozentualen Erhöhung der jeweiligen Werte im Vergleich zu der vorangegangenen Regulierungsperiode begründet hat. Die beispielhaft angeführten bloßen prozentualen 100

Veränderungen – ohne Rücksicht auf die absolute Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar – bezogen auf die Datenmeldungen sind für sich betrachtet nicht hinreichend aussagekräftig. Sie stellen daher schon keinen validen Anhaltspunkt für einen Datenfehler dar. Die Betroffene ist dieser Einschätzung nicht mehr entgegengetreten.

4.4.4 Anhaltspunkte für einen Datenfehler der *W.* bei der Angabe der Anzahl der Ausspeisepunkte liegen ebenfalls nicht vor. Die Richtigkeit ihrer Angaben hat die betreffende Netzbetreiberin bereits im Rahmen der Datenerhebung mit E-Mail-Schreiben vom 5.12.2016 und 1.12.2017 gegenüber der Bundesnetzagentur bestätigt. Die von der Betroffenen als auffällig gerügte geringe Anzahl der Ausspeisepunkte resultiert nach dem Ergebnis der auf den Hinweis der Betroffenen vom 10.01.2020 hin erneut vorgenommenen Überprüfung daraus, dass über das ausschließlich im Hochdruck betriebene Gasnetz nur nachgelagerte Netzbetreiber versorgt werden. Ein Anhaltspunkt für einen Datenfehler liegt danach nicht vor. 101

4.4.5 Bezogen auf den (erst) im Mai 2019 festgestellten Datenfehler betreffend die *P. GmbH* hat die Bundesnetzagentur zu Recht keinen Anlass für eine (individuelle oder allgemeine) Anpassung gesehen. Wie sie überzeugend dargelegt hat, betraf der Fehler lediglich einen Aufwandsparemeter und war der Höhe nach (im mittleren vierstelligen Bereich) zu vernachlässigen. Die Neuberechnung hätte im Hinblick auf die DEA nichts am Status der betreffenden Netzbetreiberin als Peer-Unternehmen für andere Netzbetreiber geändert. Bezogen auf die SFA hätte sie keine Auswirkungen auf die Modellgüte gehabt; den Berechnungen zufolge hätte sie allerdings dazu geführt, dass sich die Effizienzwerte der insoweit betroffenen Netzbetreiber – und damit auch der Effizienzwert der Betroffenen - marginal - im Bereich unter 0,01 %-Punkte - verschlechtert hätten. Die Bundesnetzagentur hat vor diesem Hintergrund ermessensfehlerfrei von einer Anpassung der Daten und anschließender Neuberechnung abgesehen. Einwendungen dagegen hat die Betroffene nicht geltend gemacht. 102

4.4.6 Ebenfalls zu Recht hat die Bundesnetzagentur in Bezug auf den im Januar 2020 festgestellten Datenfehler der *Stadtwerke F.* bei der Angabe der Ausspeisepunkte > 5 bar von einer umfangreichen Neuberechnung abgesehen. Nach den überzeugenden Ausführungen der Bundesnetzagentur hatte der seitens der Netzbetreiberin eingeräumte Datenfehler keine wesentlichen Änderungen in der Datenbasis zur Folge. Nach den diesbezüglichen Analysen verlor die betreffende Netzbetreiberin durch die Korrektur lediglich ihren Ausreißerstatus in der DEA und sank unter die Effizienzgrenze ab; die geschätzte DEA-Effizienzgrenze blieb unverändert. Auf die SFA-Effizienzwerte und auf die geschätzte Effizienzgrenze auf Basis der SFA wirkte sich die Korrektur nur marginal aus. Nach alledem ist es nicht zu beanstanden, dass (nur) eine Neuberechnung für die betreffende Netzbetreiberin unter ceteris-paribus-Bedingungen durchgeführt wurde. 103

4.4.7 Nichts anderes gilt für die fehlerhafte Angabe der *Stadtwerke J. GmbH* bei der Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar. 104

Die Angaben der betreffenden Netzbetreiberin bezüglich der Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar (... Ausspeisepunkte > 5 bar), die sie gegenüber der Bundesnetzagentur auf Nachfrage erläutert und deren Richtigkeit sie – u.a. mit Schreiben vom 13.06.2017, 1.08.2017 und 17.05.2019 - gegenüber der Bundesnetzagentur mehrfach bestätigt hatte, haben sich (erst) im Rahmen der durchgeführten Plausibilisierung der für die vierte Regulierungsperiode gemeldeten Daten – und damit deutlich nach Festlegung der Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode - als fehlerhaft herausgestellt. Wie die Bundesnetzagentur ausführlich dargelegt hat, hat die für den Datenfehler verantwortliche Netzbetreiberin (erst) in einem Telefonat vom 19.05.2021 eingeräumt, die seinerzeitige Aufteilung der Ausspeisepunkte zum 105

jeweiligen Druckbereich des Hoch-, Mittel- oder Niederdrucks – entgegen der sowohl für die dritte als auch weiterhin für die vierte Regulierungsperiode vorgegebenen Definition - nach dem *maximal zulässigen* Betriebsdruck (sog. Maximum Operating Pressure) und damit nicht nach den - definitionsgemäß abgefragten - eingangsseitigen Druckverhältnissen vorgenommen zu haben. Für den Effizienzvergleich der vierten Regulierungsperiode hat sie die Anzahl der Ausspeisepunkte mit „...“ angegeben. Wie die daraufhin durchgeführten Analysen der Bundesnetzagentur zu den Auswirkungen des Datenfehlers gezeigt haben, ist lediglich die betreffende Netzbetreiberin selbst - durch die mit der Korrektur einhergehende Verschlechterung ihres individuellen Effizienzwerts - erheblich hiervon betroffen. Auch die Modellgüte ist durch die Korrektur nicht beeinträchtigt; bezogen auf die SFA wird sie sogar teilweise verbessert. Die gewählten Vergleichsparameter sind aus statistischer Sicht weiterhin geeignet, die Kosten der Netzbetreiber zu beschreiben. Gemessen an den Indikatoren AIG/BIC/adjR² verbessert sich die Modellgüte geringfügig. Die p-Werte des Likelihood-Ratio Tests deuten auf eine geringfügig höhere Vertrauenswahrscheinlichkeit hin. Sowohl in der SFA als auch in der DEA bleibt die Anzahl der Ausreißer (SFA: 15 im Modell mit standardisierten Aufwandsparemtern, 14 im Modell mit nicht-standardisierten Aufwandsparemtern; DEA: fünf im Modell mit standardisierten, vier im Modell mit nicht-standardisierten Aufwandsparemtern) und deren Zusammensetzung nach Korrektur des Datenfehlers gleich.

Die Bundesnetzagentur hat in Anbetracht dessen zu Recht keinen Anhalt gesehen, an der Modellgüte für die Durchführung des Effizienzvergleichs zu zweifeln. Die Auswirkungen des Datenfehlers auf die individuellen Effizienzwerte der Netzbetreiber hat sie - zu Recht - als eher gering eingeschätzt. So ergibt sich bei der weit überwiegender Zahl (105 von 183) durch die Korrektur des Datenfehlers lediglich eine marginale Verschlechterung des individuellen Effizienzwertes um durchschnittlich 0,43 Prozentpunkte, maximal um 1,55 Prozentpunkte. Bei 54 Netzbetreibern würde die Korrektur zu – geringfügig - höheren individuellen Effizienzwerten - im Schnitt um lediglich 0,18 Prozentpunkte, maximal um 1,3 Prozentpunkte - führen. In Anbetracht dessen hat die Bundesnetzagentur im Rahmen ihrer Abwägung zu Recht keinen Anlass gesehen, aufgrund des Datenfehlers an der Modellgüte zu zweifeln oder eine vollständige Neuberechnung (im Nachhinein) vorzunehmen. Vor diesem Hintergrund besteht auch mit Blick auf den von der X. GmbH schon im Verwaltungsverfahren gerügten, sich aber erst im Beschwerdeverfahren bestätigten Datenfehler kein Anlass für eine Änderung des Effizienzwerts der Betroffenen.

Weitere Anhaltspunkte für Datenfehler liegen nicht vor. Nach alledem besteht - auch unter Berücksichtigung der im Nachhinein bekannt gewordenen Datenfehler - kein Anhalt dafür, dass der Effizienzvergleich und der aus ihm abgeleitete Effizienzwert nicht auf einer hinreichend validen Datengrundlage basieren.

5. Der im angegriffenen Beschluss zugrunde gelegte Effizienzwert ist auch materiell rechtmäßig.

5.1 Der Effizienzvergleich und damit die Auswahl der Vergleichsparameter sind nicht zu beanstanden.

Die Vorgaben zur Entwicklung des Effizienzvergleichsmodells beziehen sich auf eines von zahlreichen Elementen – den Effizienzwert – im Rahmen einer komplexen Berechnung, die letztlich zur Festsetzung der Netzentgelte führt. Dieses Element - und damit die Effizienz des einzelnen Netzbetreibers – kann nicht eindeutig bestimmt, sondern von der Bundesnetzagentur unter Verwendung ökonometrischer Methoden lediglich abgeschätzt werden. Die dafür maßgeblichen Regelungen sind im Sinne einer möglichst weit reichenden

Gewährleistung und Sicherung der Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde auszulegen.

§ 13 ARegV enthält allgemeine methodische Vorgaben für die zu bestimmenden und in den Effizienzvergleich nach § 12 ARegV einzuführenden Parameter. Während sich die Aufwandsp Parameter nach § 13 Abs. 2 ARegV auf die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten beziehen, enthält § 13 Abs. 3 Satz 4 ARegV für die Vergleichsp Parameter (Strukturdaten) eine Aufzählung, die nicht abschließend ist. Überdies beinhalten § 13 Abs. 3 Satz 1 bis 3 ARegV methodische Vorgaben für die Kostentreiberanalyse. Danach sollen durch die Vergleichsp Parameter die Versorgungsaufgabe und die Gebietseigenschaften, insbesondere die geografischen Eigenschaften, topografischen Merkmale sowie strukturellen Besonderheiten aufgrund des demografischen Wandels des versorgten Gebietes abgebildet werden. Die Parameter müssen geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen, was nach § 13 Abs. 3 Satz 3 ARegV insbesondere bei solchen Daten anzunehmen ist, die messbar oder mengenmäßig erfassbar, nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar (exogen) und nicht redundant, d.h. in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind und die insbesondere nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden (vgl. bereits zu § 13 ARegV a.F. BGH, Beschlüsse v. 9.10.2012 – EnVR 88/10, ZNER 2012, 601 ff. Rn. 40 „SWM Infrastruktur GmbH“; v. 21.01.2014 - EnVR 12/12 Rn. 46 aaO). Nach der internationalen Regulierungspraxis sowie den Gutachten und Berichten, die als Grundlage der ARegV dienten, sollen die Daten überdies möglichst vorhanden bzw. mit vertretbarem Aufwand zu beschaffen bzw. zu erheben sein (vgl. BerlKommEnR/Breßlein, 4. Aufl., § 13 ARegV Rn. 6).

111

Nach § 13 Abs. 3 Satz 8 ARegV in der hier anwendbaren, zum 17.09.2016 in Kraft getretenen Fassung soll durch die Auswahl der Vergleichsp Parameter die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abgebildet werden. Letzteres Erfordernis ist mit Wirkung vom 17.09.2016 aufgenommen worden; zugleich ist die Vorgabe von Pflichtparametern in § 13 Abs. 4 ARegV a.F. entfallen. Nach der Vorgängerfassung hatte die Bundesnetzagentur im Effizienzvergleich die Anzahl der Anschlusspunkte bzw. Ausspeisepunkte, die versorgte Fläche, die Leitungslänge sowie die zeitgleiche Jahreshöchstlast zwingend zu verwenden. Dieser Zwang sollte durch die Verordnungsänderung entfallen, was den Ermessensspielraum der Regulierungsbehörde bei der Parameterauswahl erhöhen sollte.

112

Die Umsetzung der Vorgaben kann grundsätzlich sowohl durch ein Modell mit vielen als auch mit wenigen Parametern erfolgen, insbesondere dann, wenn dafür statistische Gütekriterien sprechen (Albrecht/Mallossek/Petermann aaO § 13 ARegV Rn. 39). Nach der Verordnungsbegründung können dazu insbesondere Verfahren angewendet werden, die die statistische Signifikanz und das Zusammenwirken mehrerer Parameter gemeinsam testen. Weiter ist darauf zu achten, die Modelle nicht zu „übersättigen“, da sonst die Gefahr besteht, in ihrer Wirkung redundante Parameter auszuwählen (vgl. Breßlein aaO § 13 ARegV Rn. 14 f.; Albrecht/Mallossek/Petermann aaO § 13 ARegV Rn. 43, 76 ff.). Für den Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode besteht die Besonderheit, dass einerseits keine Pflichtparameter mehr bestehen und andererseits der Katalog der Beispielp Parameter in § 13 Abs. 3 Satz 4 ARegV ergänzt wurde um solche wie Messstellen und Rohrvolumen, die sich in den ersten zwei Regulierungsperioden als sinnvoll erwiesen haben (BR-Drs 296/16 S. 38). Nach der Intention des Verordnungsgebers soll der Wegfall der Pflichtparameter insbesondere dazu dienen, Verzerrungen und Fehlanreize – etwa infolge von Redundanz und dadurch Multikollinearität – zu vermeiden. Insoweit kommt der Vorgabe in § 13 Abs. 3 Satz 3 ARegV, wonach die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs durch Vergleichsp Parameter gestützt wird, die nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind, d.h. insbesondere nicht

113

schon durch andere Parameter abgebildet werden, besondere Bedeutung zu, da bei Verwendung zu vieler gleichgerichteter Vergleichsparameter die Gefahr besteht, dass potenziell vorhandene Ineffizienzen unentdeckt bleiben (vgl. Breßlein; Albrecht/Mallossek/Petermann, jeweils aaO).

Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs steht der Bundesnetzagentur insbesondere sowohl hinsichtlich der Frage, ob sie weitere Vergleichsparameter heranzieht, als auch hinsichtlich der Frage, welche Parameter sie berücksichtigt, ein Spielraum zu (vgl. bereits zu § 13 Abs. 4 Satz 1 ARegV a.F. BGH, Beschluss v. 21.01.2014 - EnVR 12/12 Rn. 44; zum Effizienzvergleich Strom für die dritte Regulierungsperiode OLG Schleswig, Beschluss v. 1.02.2021 – 53 Kart 21/19 Rn. 70, jeweils aaO). Dieser erstreckt sich auch auf die Frage, in welcher Form der Soll-Vorschrift des § 13 Abs. 3 Satz 8 ARegV durch die Auswahl der Vergleichsparameter Rechnung getragen wird. Die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber soll durch die Auswahl der Vergleichsparameter (lediglich) abgebildet werden, soweit dies möglich ist (BR-Drs. 296/16 S. 39). Insoweit obliegt es der Bundesnetzagentur, mögliche Zielkonflikte abwägend zu lösen bzw. zu entschärfen (so auch OLG Schleswig, Beschluss v. 1.02.2021 – 53 Kart 21/19 Rn. 84 aaO). Dabei erfordern es die genannten Vorgaben nicht, die Parameter so auszuwählen und so weit zu disaggregieren, dass sie jede Besonderheit der Versorgungsaufgabe abbilden, mit denen ein Netzbetreiber konfrontiert ist, geschweige denn in gleicher Weise. Derartige Anforderungen würden zu einer vom Ordnungsgeber nicht gewollten Überspezifikation, Überkomplexität und Überdimensionierung des Effizienzvergleichsmodells führen (vgl. OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschluss v. 16.06.2021 – VI-3 Kart 812/19 (V) S. 25, n.v.). Vor diesem Hintergrund gibt es nicht nur eine einzige Kombination von Parametern, die diesen Vorgaben entspricht. Aus wissenschaftlicher Sicht kommen vielmehr unterschiedliche Vorgehensweisen in Betracht, die alle mit gewissen Vor- und Nachteilen verbunden sind und von denen keine als die einzig zutreffende bezeichnet werden kann (vgl. zu § 13 Abs. 3 ARegV a.F. BGH, Beschluss v. 21.01.2014 - EnVR 12/12 Rn. 45 f. aaO).

114

Im Licht der bereits dargestellten Vorgabe, der Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde so weit als möglich Geltung zu verschaffen, beschränkt sich die gerichtliche Kontrolle darauf, ob alle in Betracht kommenden Parameter in die Erwägungen einbezogen wurden und die Kriterien für die Auswahl im Einklang mit den Vorgaben des Gesetzes und der ARegV stehen. Mit der Soll-Vorschrift in § 13 Abs. 3 Satz 8 ARegV stehen die regulierungsbehördlichen Auswahlentscheidungen bei der Modellierung des Effizienzvergleichs dann im Einklang, wenn durch die Auswahl der Parameter die wesentlichen, über die Dimensionen der Versorgungsaufgabe definierten Anforderungen an die Netzbetreiber durch die Parameter abgebildet sind und keine Parameter bzw. Parameterkombinationen vorliegen, die zur Abbildung der Besonderheiten der Versorgungsaufgabe aller Netzbetreiber deutlich besser geeignet sind (vgl. BGH, Beschluss v. 21.01.2014 - EnVR 12/12 Rn. 24 ff. aaO; OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschluss v. 16.06.2021 – VI-3 Kart 812/19 (V) S. 26, n.v.).

115

Nach diesem Maßstab ist die von der Bundesnetzagentur getroffene Auswahl der Vergleichsparameter - auch mit Blick darauf, dass durch sie die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abgebildet werden soll - nicht zu beanstanden.

116

5.1.1 Wie sich aus dem Gutachten (dort S. 30 ff.) ergibt, hat die Bundesnetzagentur alle denkbaren Vergleichsparameter in ihre Betrachtung einbezogen und ihre Auswahl an den nach dem Gesetz und der ARegV maßgeblichen Kriterien ausgerichtet.

117

Wie in Kap. 3.4.1 und 5.1 des Gutachtens detailliert dargestellt ist, wurde zunächst eine Liste 118 potentieller Kostentreiber erstellt, die geeignet sind, die verschiedenen Dimensionen der Versorgungsaufgabe zu beschreiben und damit zugleich der Heterogenität der Netzbetreiber Rechnung zu tragen. Die Priorisierung und Kategorisierung nach den verschiedenen Kategorien der Leistungserbringung erfolgte mithilfe von ingenieurwissenschaftlichen Erwägungen und analytischen Verfahren.

Im Rahmen der ersten Kostentreibervorauswahl wurden mit den als Kostentreiber mit Priorität 119 1 eingestuften Parametern - insbesondere Anzahl der Ausspeisepunkte, zeitgleiche Jahreshöchstlast, Bodenklasse 4, 5 und 6 gewichtet mit der Netzlänge, Anzahl Messstellen und Rohrvolumen - sämtlich solche Parameter identifiziert, die schon in den Effizienzvergleichen vergangener Regulierungsperioden ausgewählt, d.h. als solche mit hohem Erklärungsgehalt identifiziert worden waren (Gutachten S. 59 ff.). Dabei handelte es sich – mit Ausnahme der Bodenklasse 4, 5 und 6 gewichtet mit der Netzlänge - um Parameter, die in der Neufassung des § 13 Abs. 3 Satz 4 ARegV insbesondere als Beispielsparameter aufgeführt sind und die – teilweise – bereits Pflichtparameter der ersten und zweiten Regulierungsperiode waren (Jahreshöchstlast, Leitungslänge, Anzahl der Ausspeisepunkte).

Zur Bestimmung des funktionalen Zusammenhangs zwischen Kostentreibern und Kosten 120 wurden im Rahmen der Modellauswahl und Kostentreiberanalyse unterschiedliche funktionale Formen untersucht (vgl. Gutachten Kap. 3.4.2, 5.2). Nach konzeptioneller Bewertung der möglichen Funktionen und empirischer Überprüfung erfolgte die Wahl der Translog-Funktion (Gutachten S. 74, 76 ff., 81).

Im Rahmen der Kostentreiberanalyse wurde untersucht, welche Parameter-Kombination die 121 Versorgungsaufgabe bestmöglich beschreibt (vgl. Gutachten Kap. 3.4.3, 5.3). Die Parameterauswahl für das Effizienzvergleichsmodell erfolgte in drei Schritten:

In einem ersten Schritt wurde ein Grundmodell für die Kernaufgaben von 122 Gasverteilernetzbetreibern auf Basis von Parametern der Priorität 1 definiert. Dabei ergab die Analyse aller Kombinationen, dass das Modell mit den Parametern „Rohrvolumen“ (RVtot) (Ausdehnung des Versorgungsgebiets), „Jahreshöchstlast“ (JHLaus) (Bereitstellung der Kapazität), „Messstellen“ (MStot) (Transport zum Kunden, Granularität) und „Bodenklasse 4, 5, 6 gewichtet mit der Netzlänge“ den größten Erklärungsgehalt (97,7 %) aufweist (S. 84 f., 87 f.). Durch die zusätzliche Berücksichtigung verworfener Parameter der Priorität 1 ergab sich keine Verbesserung der Modellgüte (Gutachten Kap. 5.3.1, S. 88 ff.).

In einem zweiten Schritt wurden die Parameter der Priorität 2 und 3 auf eine Verbesserung 123 der Modellgüte hin getestet (Gutachten Kap. 5.3.2 + 5.3.3; S. 95 ff., 105 ff.). Die Analyse ergab, dass (lediglich) durch Hinzufügen des Parameters „Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar“ eine weitere Verbesserung der Modellgüte erreicht wurde (Gutachten S. 96, 104).

Schließlich wurde überprüft, ob durch Hinzufügen der zuvor verworfenen Parameter die 124 Modellgüte erhöht werden konnte (Gutachten Kap. 5.3.4; S. 110; Annex E.3.1). Dadurch wurde sichergestellt, dass durch die Reihenfolge des Testens alternativer Parameter anhand der Prioritätenliste keine Pfadabhängigkeiten auftreten (Gutachten S. 35). Im Ergebnis ließ sich die Modellgüte dadurch nicht weiter erhöhen (Gutachten S. 110).

Auf dieser Grundlage haben die Gutachter der Bundesnetzagentur das auf Seite 111 des 125 Gutachtens beschriebene finale Modell in der Translog-Funktion empfohlen. Dieses erreicht einen Erklärungsgehalt von ca. 98 %, d.h. 98 % der Varianz in den Kostendaten kann durch

das Modell erklärt werden (Gutachten aaO).

Abschließend hat das Beraterkonsortium neben den dargelegten ökonomischen Bewertungen überprüft, ob das gewählte Modell die in § 13 ARegV definierten Anforderungen erfüllt. Dabei hat es besonderes Augenmerk auf die strukturelle Vergleichbarkeit und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber gelegt (vgl. Gutachten Kap. 5.4.4; S. 117). 126

5.1.2 Ohne Erfolg rügt die Betroffene die Einbeziehung der von ihr als „sog. ehemalige regionale Fernleitungsnetzbetreiber (rFNB)“ bezeichneten Netzbetreiber in den Effizienzvergleich. 127

Die ARegV unterstellt alle Gasverteilernetzbetreiber in § 12 Abs. 1 Satz 1 ARegV einem – einheitlich durchzuführenden – Effizienzvergleich. Sonderregelungen sind grundsätzlich nur in § 22 ARegV für die Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen vorgesehen. Zu Recht weist die Bundesnetzagentur überdies darauf hin, dass es regionale Fernleitungsnetzbetreiber nur nach § 3 Nr. 5 EnWG in der bis zum 3.08.2011 geltenden Fassung gab. Wie der Bundesgerichtshof mit Beschlüssen vom 12.06.2018 (EnVR 53/16 Rn. 13, RdE 2018, 424 ff. „Stadtwerke Essen“; EnVR 54/17 Rn. 44 und EnVR 43/16 Rn. 11 ff., jeweils juris) - bezogen auf den Effizienzvergleich für die zweite Regulierungsperiode Gas und die seinerzeit nach früherem Recht als regionale Fernleitungsnetzbetreiber einzustufenden Unternehmen – entschieden hat, erfüllen sie die in § 3 Nr. 7 und 37 EnWG normierten Voraussetzungen für die Einordnung als Betreiber von Gasverteilernetzen. Sie sind damit grundsätzlich in den bundesweiten Effizienzvergleich einzubeziehen. Eine weitergehende Differenzierung dahingehend, dass für die Betreiber bestimmter Arten von Verteilernetzen ebenfalls ein gesonderter Effizienzvergleich durchzuführen ist, wird durch die gesetzlichen Vorgaben zwar nicht ausgeschlossen. Dieser ist jedoch nur dann geboten, wenn den Besonderheiten nicht durch eine geeignete Ausgestaltung eines gemeinsamen Effizienzvergleichs angemessen Rechnung getragen werden kann (vgl. BGH, Beschlüsse v. 12.06.2018 – EnVR 53/16 Rn. 44; EnVR 54/17 Rn. 44; EnVR 43/16, jeweils aaO). 128

Nach diesem Maßstab hat die Bundesnetzagentur ihren Beurteilungsspielraum bei der Frage, ob für die in Rede stehenden Netzbetreiber ein gesonderter Effizienzvergleich geboten ist, fehlerfrei ausgeübt. Nach den Feststellungen des Beraterkonsortiums wird durch die Auswahl der Parameter die Versorgungsaufgabe aller Verteilernetzbetreiber-Typen – und damit auch die Heterogenität – abgebildet. Der Heterogenität wird u.a. durch die Definition der Prioritätenliste entlang der Versorgungsstufen Rechnung getragen (Gutachten S. 13). Besonderheiten von Netzbetreibern mit hohem regionalen Transportanteil werden insbesondere durch die Parameter „Jahreshöchstlast“ und „Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar“ erfasst (Gutachten S. 117). 129

Zu Recht weist die Bundesnetzagentur überdies darauf hin, dass die früher fünf - jetzt acht von der Betroffenen als „sog. ehemaligen regionalen Fernleitungsnetzbetreiber (rFNB)“ identifizierten - Transportnetzbetreiber ohne Konzessionsgebiet, von denen nur noch ein Teil als Ausreißer identifiziert wurde, ihren „Exoten-Status“ im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode verloren haben. Die Argumentation, dass sich die Heterogenität der Versorgungsaufgabe im Vergleich zu dem Datensatz der zweiten Regulierungsperiode dadurch erhöht habe, dass - „im Gegensatz“ zum Effizienzvergleich der vorangegangenen Regulierungsperiode - „anstelle von lediglich 5 nunmehr 8 Gasverteilernetzbetreiber in den Effizienzvergleich einbezogen“ würden, geht daher fehl. 130

Im Übrigen ist die in verschiedenen Stufen durchgeführte Ausreißeranalyse grundsätzlich ein geeignetes Mittel, um zu verhindern, dass das Gesamtergebnis durch einzelne Extremwerte 131

unangemessen beeinflusst wird (vgl. BGH, Beschlüsse v. 12.06.2018 – EnVR 53/16 Rn. 52, 58 ff.; EnVR 54/17 Rn. 52, 58 ff.; EnVR 43/16 Rn. 31 ff., jeweils aaO). Dass die Einbeziehung der genannten Unternehmen das Gesamtergebnis vorliegend dennoch durch einzelne Extremwerte in unangemessener Weise beeinflusst hätte, ist nicht ersichtlich. Bezogen auf die SFA wurden insgesamt 18 Unternehmen entweder bei standardisierten oder nicht standardisierten Kosten aus dem Datensatz entfernt. Zu den insgesamt 14 Ausreißern bei den nicht standardisierten Kosten gehörten nur vier Unternehmen mit hohem regionalen Transportnetzanteil; bei den standardisierten Kosten wurden von 15 Ausreißern sechs Unternehmen mit hohem regionalen Transportnetzanteil als Ausreißer entfernt (Gutachten S. 124). In der DEA wurden sechs Ausreißer, davon zwei mit hohem regionalen Transportanteil identifiziert (Gutachten S. 129). Danach wurde ein nicht unerheblicher Teil der von der Betroffenen angeführten Unternehmen als Ausreißer aus der Datengrundlage des Effizienzvergleichs entfernt. Anhaltspunkte dafür, dass die Einbeziehung der nicht als Ausreißer identifizierten Unternehmen mit hohem regionalen Transportanteil verzerrende Wirkung auf den Effizienzvergleich gehabt hätten, liegen nach alledem nicht vor.

5.1.3 Die von der Betroffenen wiederholte Forderung nach einer Disaggregation der Vergleichsparameter nach Druckstufen - entsprechend der Stellungnahme des BDEW/VKU/GEODE vom 18.02.2019 (dort S. 19) - bleibt ohne Erfolg. Die von der Bundesnetzagentur getroffene Entscheidung, für den Effizienzvergleich aggregierte Parameter zu verwenden, ist nicht zu beanstanden. 132

Wie bereits ausgeführt wurde, sind die nach den Vorgaben des § 13 Abs. 3 ARegV auszuwählenden Parameter insbesondere dann geeignet, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen, wenn sie nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar sind (§ 13 Abs. 3 Satz 3 ARegV). Das Beraterkonsortium hat überzeugend festgestellt, dass durch die Aggregation der Parameter eine verbesserte Gleichbehandlung der Netzbetreiber erreicht wird, da aggregierte Parameter keine bzw. nur eine geringe wiederholende Wirkung haben (Gutachten S. 13, 58). Eine systematische Disaggregation der Parameter nach Netzebenen (Druckstufen) hat es hingegen nicht für empfehlenswert erachtet, da die Auswahl der Druckstufen der Rohrleitungen – im Unterschied zu der eher exogenen Wahl der Spannungsebene von Stromnetzen - Gegenstand der Konzeption und Planung von Gasnetzen ist. Soweit vereinzelt aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht eine Disaggregation (etwa bei den Messstellen und Netzlängen) sinnvoll erschien, wurde diese im Rahmen der Kostentreiberanalyse getestet (vgl. Gutachten Kap. 5.3, S. 97 ff., 105 ff.). Wie die diesbezüglichen Untersuchungen gezeigt haben, würde eine Disaggregation der Parameter „Leitungslänge“ und „Rohrvolumen“ nicht zu einem besseren Erklärungsgehalt des Effizienzvergleichsmodells führen. Entsprechende Disaggregationen, insbesondere der Parameter „Leitungslänge“ und „Rohrvolumen“ differenziert nach Druckklassen (>16 bar), wurden im Rahmen ergänzender Analysen im Zuge der Anhörung getestet und mangels Signifikanz verworfen (vgl. „Annex I“ des Gutachtens, S. 255 ff.). Bei zusätzlicher Aufnahme der Parameter „Rohrvolumen >16bar (RVgt16)“ sowie „Leitungslänge >16 bar (LLgt16)“ in das finale Effizienzvergleichsmodell wiesen die Informationskriterien AIC/BIC sowie das adjustierte R² keine Verbesserung der Modellgüte aus; der LR-Test war auf die Hinzunahme der Parameter in beiden Kostenarten nicht signifikant. 133

Die Betroffene zeigt keine Anhaltspunkte dafür auf, dass diese nach wissenschaftlicher Beratung gewählte Vorgehensweise in Widerspruch zu den Vorgaben aus § 21a EnWG und der ARegV stehen könnte. Auch deutet nichts darauf hin, dass die von ihr präferierte Vorgehensweise – etwa bei der Kostentreiberanalyse (zusätzlich) disaggregierte Parameter z. B. bei der Leitungslänge >16 bar (HD3, HD4) heranzuziehen – greifbar vorzugswürdig oder 134

das beanstandete Vorgehen aus wissenschaftlicher Sicht unvertretbar wäre.

Ob sich für die Betroffene – wie sie behauptet - als „kombinierter Versorger“ unter Heranziehung disaggregierter Parameter ein besserer Effizienzwert ergeben würde, ist unbeachtlich. Eine Verpflichtung der Regulierungsbehörde, im Sinn einer „Meistbegünstigung“ die für einen Netzbetreiber günstigste Methode anzuwenden oder Entscheidung zu treffen, besteht grundsätzlich nicht, sofern sich nicht im Einzelfall aus dem Gesetz etwas anderes ergibt (vgl. BGH, Beschluss v. 26.01.2021 - EnVR 7/20 Rn. 25, 42 aaO). Ungeachtet dessen lässt sich eine systematische Benachteiligung oder Unterschätzung der Versorgungsaufgabe „kombinierter Versorger“ nicht feststellen. Es fehlt schon an einer klaren Definition – und damit objektiven Abgrenzbarkeit – der „Gruppe“ der Netzbetreiber, die sich für den kombinierten Betrieb verschiedener Netze entschieden haben, vom Rest der Stichprobe (vgl. Gutachten S. 260). Dies steht der Feststellung einer „systematischen Benachteiligung“ dieser „Gruppe“ schon im Ansatz entgegen. 135

5.1.4 Der Einwand, die Bundesnetzagentur habe bei der statistischen Vorauswahl der Parameterkandidaten ein wissenschaftlich umstrittenes Verfahren angewendet, ohne sich mit Alternativen zu beschäftigen, geht fehl. 136

Entgegen der Darstellung der Betroffenen wurde die statistische Vorauswahl der Kostentreiber nicht hauptsächlich verwandt, sondern (lediglich) in Ergänzung zu der aufgrund ingenieurwissenschaftlicher Betrachtung vorgenommenen Priorisierung durchgeführt, um deren Ergebnis zu überprüfen und zu bestätigen (vgl. Gutachten S. 70). Dabei wurden die Durchschnittskostenmodelle automatisiert, ausgehend von einem Signifikanzniveau von 5 %, nach vier Prozeduren (Vorwärts-, Rückwärts-, Schrittweise Vorwärts-, Schrittweise Rückwärts-Prozedur) untersucht (Gutachten S. 71). Von der eigentlichen Kostentreiberanalyse ausgeschlossen wurden solche Parameterkandidaten, bei denen sowohl eine geringe ingenieurwissenschaftliche Eignung vorlag und sich überdies in keiner der beschriebenen Prozeduren ein signifikanter Zusammenhang zu den Kosten ergab (Gutachten S. 70 f.). Die Ergebnisse der Korrelationsanalyse und der Regressionsanalyse mit Niveaugrößen sind im Gutachten (Annex E.2.1 und E.2.2) im Einzelnen dargestellt. Außerdem wurde eine finale Modellbewertung im Lichte der Vorgaben des § 13 ARegV - insbesondere der Heterogenität der Versorgungsaufgabe – und eine Second-Stage-Analyse zuvor verworfener Parameter zur Validierung der Ergebnisse und Aufdeckung von Verzerrungen durchgeführt. 137

Anhaltspunkte dafür, dass diese Vorgehensweise aus wissenschaftlicher Sicht unvertretbar oder ihr eine andere Methode greifbar überlegen wäre, liegen nicht vor. Selbst wenn der Einsatz stufenweiser Verfahren zur Modellfindung – wie die Betroffene, gestützt auf die privatgutachterliche Stellungnahme der Privatgutachterin Q., zu bedenken gibt - in der wissenschaftlichen Literatur „grundsätzlich sehr kritisch gesehen“ werden sollte (vgl. Q. S. 19 f.), ergibt sich daraus nicht, dass das vom Beraterkonsortium nur ergänzend zur Überprüfung angewandte Verfahren ungeeignet oder wissenschaftlich unvertretbar wäre. Die Anwendbarkeit einer Methode wird nicht dadurch ausgeschlossen, dass sie in der Fachwissenschaft diskutiert wird (vgl. zur Unternehmensbewertung im gesellschaftsrechtlichen Spruchverfahren BVerfG, Nichtannahmebeschluss v. 30.05.2007 – 1 BvR 1267/06 Rn. 23, juris). Das von der Privatgutachterin als „Schwäche von stufenweisen Verfahren“ aufgezeigte abstrakte Risiko verzerrter Gütemaße (vgl. Q. S. 20) rechtfertigt keine abweichende Bewertung. Überdies hat das Beraterkonsortium das mögliche Problem gesehen und deshalb in der dritten Stufe gerade zur Vermeidung von Pfadabhängigkeiten noch einmal die Eignung verschiedener zuvor verworfener Parameter in unterschiedlichen 138

Nichts anderes gilt mit Blick darauf, dass nach der Darstellung der Privatgutachterin in der Wissenschaft alternative Vorgehensweisen existieren, die das Problem einer zu geringen Modellgröße aufgrund untereinander korrelierter Parameter „adressieren“ (vgl. Q. S. 23). Wie bereits ausgeführt wurde, können die Vorgaben des § 13 Abs. 3 ARegV sowohl durch ein Modell mit vielen Parametern als auch mit wenigen Parametern erfüllt werden, durch Letzteres insbesondere dann, wenn – wie hier - statistische Gütekriterien dafür sprechen (vgl. Albrecht/Mallossek/Petermann aaO). Die Ursache für die gegenüber der vorangegangenen Regulierungsperiode geringere Modellgröße besteht u.a. darin, dass die zwingende Verwendung von Pflichtparametern, die in der Vergangenheit inhärente Multikollinearität aufgrund von Redundanz hervorgerufen haben (so z.B. die Leitungslänge [mit dem Rohrvolumen, vgl. Gutachten S. 92]; die versorgte Fläche [mit dem Rohrvolumen, Gutachten S. 89] und die Ausspeisepunkte [mit den Messstellen, Gutachten S. 94]; vgl. Gutachten S. 21, 30, 74), ab der dritten Regulierungsperiode entfallen ist. In Anbetracht dessen kann das Effizienzvergleichsmodell der zweiten Regulierungsperiode nach den überzeugenden Feststellungen des Beraterkonsortiums auch nicht als überlegenes Alternativmodell eingestuft werden (vgl. Gutachten Annex E. 3.2). 139

Mit dem Einwand, dass das im Strombereich gewählte mehrgleisige Verfahren „zu einem besseren Modell“ hätte führen können, kann die Betroffene nicht gehört werden. Dass die Bundesnetzagentur im Strombereich nach Einschätzung der Privatgutachterin durch die Wahl eines mehrgleisigen Verfahrens „einen gangbaren Weg“ gewählt hat (vgl. Q. S. 21, 23), rechtfertigt keine abweichende Bewertung, da damit weder Ungeeignetheit der gewählten Methodik noch die greifbare Überlegenheit des mehrgleisigen Verfahrens geltend gemacht wird. Im Übrigen besteht auch keine Verpflichtung der Regulierungsbehörde, im Sinne einer Meistbegünstigung die für den Netzbetreiber günstigste Methode anzuwenden, sofern sich nicht aus dem Gesetz etwas anderes ergibt. 140

5.2 Ohne Erfolg wendet sich die Betroffene dagegen, dass die Bundesnetzagentur, dem Beraterkonsortium folgend, zur Abbildung des funktionalen Zusammenhangs zwischen Kostentreibern und Kosten die Translog-Funktion gewählt hat. 141

Das Beraterkonsortium hat sich eingehend mit den theoretischen und empirischen Vorteilen der Translog-Funktion gegenüber alternativen Spezifikationen auseinandergesetzt (vgl. Gutachten S. 73 ff., 111). Danach sind grundsätzlich alle im Gutachten (dort S. 76 f.) beschriebenen funktionalen Funktionen (normiert-lineare, log-lineare Cobb-Douglas- und Translog-Funktion) geeignet, den Zusammenhang zwischen Kosten und Kostentreibern abzubilden. Letztere werden in der Produktionstheorie und wissenschaftlichen Literatur (statt einer normiert-linearen Form) empfohlen, da sie - im Gegensatz zur normiert-linearen Funktion - über eine breite wissenschaftliche Fundierung in der Produktions- und Kostentheorie verfügen und dem wissenschaftlichen Standard in der empirischen Literatur zum Kosten-Benchmarking von Energienetzbetreibern entsprechen (Gutachten S. 75, 111). Überdies sind Spezifikationen auf der Basis von Cobb-Douglas- oder Translog-Funktionen – anders als aufgrund von normiert-linearen Funktionen - in der internationalen Regulierungspraxis weit verbreitet (Gutachten S. 75 f., 77). 142

In der ersten und zweiten Regulierungsperiode wurde allerdings – auch aufgrund der seinerzeitigen Vorgabe der Pflichtparameter und insoweit bestehender Multikollinearität (vgl. Gutachten S. 74 ff., 77 mit Fn. 61) – eine einfache normiert-lineare Verknüpfung der Vergleichsparameter gewählt. 143

Für die dritte Regulierungsperiode hat sich das Beraterkonsortium mit überzeugenden Gründen für die Translog-Funktion entschieden, da diese als allgemeine bzw. flexiblere Form der Cobb-Douglas-Funktion - anders als letztere - auch Kreuz- und Quadratsterme der Kostentreiber berücksichtigt. Überdies genießt sie nicht nur die größte Verbreitung in der relevanten wissenschaftlichen Literatur (vgl. Gutachten S. 77). Sie ist den beiden anderen Spezifikationen auch deshalb vorzuziehen, da sie aufgrund ihrer komplexeren funktionalen Form in der Lage ist, Skaleneffekte und Verbundvorteile zu modellieren (Gutachten S. 79, Annex E.3.2, S. 234 ff.).

Die Annahme des Beraterkonsortiums, dass die Translog-Funktion den realen Zusammenhang besser beschreibt als die restriktivere Betrachtung ohne Kreuz- und Quadratsterme, hat sich nach der vorgenommenen statistischen Überprüfung bestätigt (Gutachten S. 79, 112; Annex E.3.2, S. 234 ff.). Sowohl der im Rahmen der Parameterauswahl fortlaufend durchgeführte Likelihood-Ratio-Test (LR-Test) als auch der Wald-Test haben gezeigt, dass der funktionale Zusammenhang durch die Translog-Funktion besser beschrieben wird als durch die Cobb-Douglas-Funktion (Gutachten S. 86, 113). 145

Seine Einschätzung, wonach die Translog-Funktion am besten geeignet ist, den Zusammenhang zwischen Kostentreiber und Kosten zu beschreiben, hat das Beraterkonsortium anhand des finalen Effizienzvergleichsmodells überprüft. Danach erklärt schon das Ausgangsmodell mit den drei Parametern „Rohrvolumen (RV_{tot})“, „Jahreshöchstlast (JHL_{aus})“ und „Messstellen (MSt_{tot})“ sowie den dazugehörigen Quadrat- und Kreuztermen rd. 96,9 % der Varianz der Kosten (nicht standardisierte und standardisierte Kosten) (Gutachten S. 86). Das finale Modell erreicht in der Translog-Funktion einen Erklärungsgehalt von rd. 98 %, d.h. 98 % der Varianz der Kostendaten kann durch das Modell erklärt werden (vgl. Gutachten S. 111). 146

Nach alledem liegen keine Anhaltspunkte für eine unzulässige Vorfestlegung auf die Translog-Funktion und dadurch bewirkte Parameterreduzierung vor. Vielmehr hat eine umfassende Abwägung unter Berücksichtigung aller maßgeblichen Aspekte und eine statistische Absicherung der getroffenen Wahl stattgefunden. Damit sind die Dimensionen – und damit die Heterogenität - der Versorgungsaufgaben durch die gewählten fünf Parameter hinreichend abgebildet. 147

Dem Beweisantritt durch Einholung eines Sachverständigengutachtens zu der Frage, ob auf Basis der Cobb-Douglas-Funktion „ein anderes Set an Kostentreibern“ die Heterogenität der Netzbetreiber (ebenfalls) „in angemessener Weise“ hätte abbilden können (vgl. Beschwerdebeurteilung S. 73; Q. S. 26), ist nicht nachzugehen. Weder wird damit die Ungeeignetheit der gewählten Methodik noch die greifbare Überlegenheit eines Modells unter Zuhilfenahme der Cobb-Douglas-Funktion geltend gemacht. 148

Nach alledem ist die Wahl der Translog-Funktion nicht zu beanstanden. 149

5.3 Die Rüge der Betroffenen, die Bundesnetzagentur habe sich bei der Prüfung der potentiellen Vergleichsparameter zu stark auf die Vermeidung von Multikollinearität fokussiert und dabei dem Kriterium der Multikollinearität „immense Bedeutung“ zugewiesen, geht fehl. 150

Mit der Berücksichtigung der Multikollinearität bei der Parameterauswahl hat sie sich nicht nur an einem Gesichtspunkt orientiert, der – auch nach dem Vorbringen der Betroffenen bzw. der von ihr beauftragten Q. (vgl. dort S. 26) - aus wissenschaftlicher Sicht sachgerecht ist. Sie hat ihre Auswahl auch an den nach dem Gesetz und der ARegV maßgeblichen Kriterien ausgerichtet. Die Vergleichsparameter dienen dazu, die Versorgungsaufgaben sachgerecht - 151

möglichst weitgehend – abzubilden (vgl. § 13 Abs. 3 Satz 8 ARegV). Nach § 13 Abs. 3 Satz 2 ARegV müssen sie geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen, was nach § 13 Abs. 3 Satz 3 ARegV insbesondere dann nicht anzunehmen ist, wenn sie in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind, insbesondere bereits durch andere Parameter abgebildet werden. Diese Vorgabe hat durch den Wegfall der fest vorgegebenen Pflichtparameter in § 13 Abs. 4 ARegV a.F. besondere Bedeutung erlangt.

Wie bereits ausgeführt, besteht die Ursache für die geringe Modellgröße u.a. darin, dass die Verwendung von Pflichtparametern, die in der Vergangenheit inhärente Multikollinearität aufgrund von Redundanz hervorgerufen haben (vgl. Gutachten S. 21, 30, 74), ab der dritten Regulierungsperiode zwingend entfallen ist (so z.B. die Leitungslänge [mit dem Rohrvolumen, vgl. Gutachten S. 92]; die versorgte Fläche [mit dem Rohrvolumen, Gutachten S. 89] und die Ausspeisepunkte [mit den Messstellen, Gutachten S. 94]). 152

In Anbetracht dessen wurde zu Recht (auch) berücksichtigt, dass die Aussagekraft der statistischen Signifikanz für einen Parameter stark eingeschränkt ist, wenn zwei oder mehrere erklärende Variablen hoch miteinander korreliert sind (vgl. Gutachten S. 36). Bei der Berücksichtigung zu vieler gleichgerichteter Vergleichsparameter bleiben potenziell vorhandene Ineffizienzen unentdeckt, weil die Eigenschaften der Versorgungsaufgabe durch die verwendeten Vergleichsparameter mehrfach abgebildet werden (vgl. Albrecht/Mallossek/Petermann aaO § 13 ARegV Rn. 43 ff., 76 ff.; Breßlein aaO § 13 ARegV Rn. 14 f). 153

Die abstrakte Rüge der Betroffenen einer zu starken Gewichtung des Kriteriums der Multikollinearität bei der Parameterauswahl und Modellbildung (vgl. Q. S. 27) geht fehl. Durch die vage Einschätzung, „gängige Verfahren“ zur Bestimmung der optimalen Modellgröße deuteten auf eine „höhere Parameterzahl als die letztlich Gewählte“ hin (vgl. Q. aaO), wird weder die Ungeeignetheit der gewählten Methodik noch die greifbare Überlegenheit einer anderen (welcher?) Vorgehensweise aufgezeigt. Außerdem fordert § 13 Abs. 3 Satz 3 ARegV gerade, dass die gewählten Vergleichsparameter in ihrer Wirkung nicht ganz oder teilweise wiederholend sein dürfen, damit der Effizienzvergleich belastbar ist. Wie bereits ausgeführt wurde, erreicht das finale Modell in der Translog-Funktion einen Erklärungsgehalt von rd. 98 % (vgl. Gutachten S. 111). Dabei wurde explizit ein ausreichend geringes Maß an Multikollinearität geprüft (Gutachten S. 114 f.). 154

Im Übrigen gilt auch insoweit, dass keine Verpflichtung der Regulierungsbehörde im Sinne einer Meistbegünstigung besteht, die für den Netzbetreiber günstigste Methode anzuwenden, es sei denn, aus dem Gesetz ergibt sich etwas anderes. Dafür aber ist nichts ersichtlich, weil § 13 Abs. 3 Satz 3 ARegV gerade ein möglichst ein geringes Maß an Multikollinearität fordert. 155

5.4 Ohne Erfolg beanstandet die Betroffene, dass die Bundesnetzagentur für die DEA und die SFA eine gemeinsame Kostentreiberermittlung durchgeführt hat. 156

Die Bundesnetzagentur ist mit dem Beraterkonsortium zutreffend davon ausgegangen, dass Gesetz und Verordnung eine Differenzierung für die Kostentreiberanalyse je nachdem, ob der Effizienzwert mithilfe der DEA oder der SFA ermittelt wird, nicht vorsehen (vgl. Gutachten S. 13). Nach den Vorgaben in § 13 Abs. 3 Satz 1 ARegV sollen die im Effizienzvergleich herangezogenen Parameter „die Versorgungsaufgabe“ beschreiben (vgl. § 13 Abs. 3 Satz 1 ARegV). Durch das in § 12 Abs. 3 ARegV vorgegebene Verfahren der Best-of-four-Abrechnung soll gewährleistet werden, dass relevante Kostentreiber in zwei sich ergänzenden Methoden eingesetzt werden. Vor diesem Hintergrund wurde sowohl in der ersten als auch zweiten Regulierungsperiode – ersichtlich unbeanstandet – regelmäßig eine 157

gleichartige Parametrierung im Rahmen eines einheitlichen Effizienzvergleichs angewendet (vgl. Gutachten aaO).

Die Bundesnetzagentur hat sich vor diesem Hintergrund in nicht zu beanstandender Weise für eine einheitliche Kostentreiberermittlung unter Verwendung identischer Parameter für beide Methoden entschieden, wie im angegriffenen Beschluss (dort S. 37) ausgeführt wird. Eine separate Kostentreiberermittlung und/oder die Verwendung unterschiedlicher Vergleichsparameter wird durch die genannten Vorgaben zwar nicht explizit ausgeschlossen. Anhaltspunkte dafür, dass die von der Bundesnetzagentur gewählte Vorgehensweise jedoch ungeeignet oder ein anderes methodisches Vorgehen ihr so deutlich überlegen ist, dass die Heranziehung identischer Kostentreiber als nicht mehr als mit den gesetzlichen Vorgaben vereinbar angesehen werden kann, sind weder ersichtlich noch aufgezeigt. Der allgemeine Einwand, aus wissenschaftlicher Sicht sei es „zielführender“, in der DEA eine „hinreichend große Anzahl an Parametern“ zu berücksichtigen (vgl. Q. S. 28), belegt dies nicht. 158

Die Argumentation der Betroffenen, die Auswahl der Vergleichsparameter habe mit Methoden zu erfolgen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen - wovon das Beraterkonsortium explizit ausgegangen ist (vgl. nur Gutachten S. 21) -, bleibt ebenfalls ohne Erfolg. Aus dem in § 13 Abs. 3 Satz 7 ARegV enthaltenen Verweis auf Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen, ergibt sich gerade, dass der Verordnungsgeber der Bundesnetzagentur die Entscheidung überlassen hat, mit welchen Methoden sie die Grundlagen für den individuellen Effizienzwert ermittelt (vgl. BGH, Beschluss v. 26.01.2021 - EnVR 7/20 Rn. 17 aaO). Weder ist sie dabei an ein bestimmtes wissenschaftlich anerkanntes Modell, noch an bestimmte Methoden zur Ermittlung des Effizienzwerts bzw. der im Rahmen des gewählten Modells heranzuziehenden Parameter gebunden. Die von der Betroffenen angeführten – auf die Beurteilung von Schadenswahrscheinlichkeiten im Rahmen der atomrechtlichen Genehmigung bezogenen - Entscheidungen des Bundesverfassungsgerichts vom 20.12.1979 (1 BvR 385/77, BVerfGE 53, 30 ff. „Mülheim-Kärlich“) und des Bundesverwaltungsgerichts vom 14.01.1998 (11 C 11/96, BVerwGE 106,115 ff. „Mülheim-Kärlich“) rechtfertigen keine abweichende Bewertung. 159

5.5 Der Einwand der Betroffenen, die von der Bundesnetzagentur ausgewählten Vergleichsparameter seien ungeeignet, die Heterogenität der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber hinreichend abzubilden, bleibt ohne Erfolg. 160

5.5.1 Die auf die Auswahl des Vergleichsparameters „Rohrvolumen“ bezogenen Einwendungen gehen fehl. 161

Die Auswahl des Parameters „Rohrvolumen“ ist ingenieurwissenschaftlich plausibel. Bereits im Effizienzvergleich der ersten und zweiten Regulierungsperiode hat er – seinerzeit als Pflichtparameter - einen hohen Erklärungsgehalt für die Ausdehnung des Versorgungsgebietes und die kapazitative Dimensionierung der Leitungen gezeigt (vgl. Gutachten S. 61). Mit ihm kann ausgedrückt werden, dass sich bei Rohren mit größerer Länge oder größerem Querschnitt höhere Kosten ergeben. Wegen seiner Zusammensetzung aus Rohrlänge und Rohrdurchmesser kann der Parameter dabei einerseits Aufschluss über die Ausdehnung des Gebiets geben, andererseits aber auch über die kapazitative Dimensionierung der Leitung. Daher ist er nunmehr als Beispielsparameter in § 13 Abs. 3 Satz 4 Ziff. 3 ARegV aufgeführt. Durch das Beraterkonsortium für den Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode wurde er als Parameter mit Priorität 1 eingestuft. Schon im Ausgangsmodell weist er in Kombination mit den Parametern „Jahreshöchstlast“ und „Messstellen“ – mit 96,9 % - den größten Erklärungsgehalt auf (Gutachten S. 84 ff.). 162

Ob es geeignetere Parameter zur Beschreibung der Ausdehnung des Versorgungsgebiets gibt, ist getestet und ermessensfehlerfrei abgelehnt worden.

So ergab sich durch die Hinzunahme der „Versorgten Fläche“ zur Abbildung der Ausdehnung des Versorgungsgebietes nach den diesbezüglichen Feststellungen des Beraterkonsortiums - unabhängig von der Definition der „Versorgten Fläche“ - kein höherer Erklärungsgehalt als im Ausgangsmodell; die Parameter wiesen zudem eine hohe Redundanz und infolgedessen Multikollinearität auf (Gutachten S. 89 f.). 164

In Bezug auf die – als Pflichtparameter entfallene – Leitungslänge zeigten die Analysen, dass die Verwendung des „Rohrvolumens“ gegenüber der „Netzlänge“ einen höheren Informationsgehalt besitzt, da mit dem „Rohrvolumen“ zusätzlich der Durchmesser der Leitungen erfasst wird. Nach den Feststellungen des Beraterkonsortiums besteht zudem eine hohe Korrelation – mit Anzeichen für Multikollinearität bei der Leitungslänge – zwischen den Parametern. Überdies findet die Leitungslänge schon im Rahmen der Gewichtung der Bodenklassen Eingang in das Modell. Die zusätzliche Berücksichtigung der Leitungslänge erhöht den Erklärungsgehalt des Modells im Ergebnis lediglich minimal (Gutachten S. 92). 165
Der hieraus gezogene Schluss, dass eine gemeinsame Berücksichtigung von Rohrvolumen und Leitungslänge nicht sinnvoll ist, ist nicht zu beanstanden.

Ebenfalls getestet wurde die alternative Verwendung der Leitungslänge anstelle des Parameters „Bodenklasse 4, 5 und 6 gewichtet mit der Netzlänge“. Dabei ergab sich für beide Kostenarten eine Verschlechterung der Modellgüte (Gutachten S. 93). 166

Der Parameter „Rohrvolumen“ mag zwar durch die stärkere Gewichtung des Durchmessers gegenüber der Leitungslänge zu einem geringeren Erklärungswert für geringe Netzdimensionen führen. Dies ist jedoch unschädlich, da nach den bereits dargestellten verordnungsrechtlichen Anforderungen ein einzelner Parameter nicht gewährleisten muss, dass durch ihn die unterschiedlichen Netzgestaltungen jeweils gleich gut bzw. bestmöglich abgebildet werden (vgl. § 13 Abs. 3 Satz 8 ARegV „möglichst weitgehend“). Der Parameter „Rohrvolumen“ ist danach sowohl bei statistischer als auch bei ingenieurwissenschaftlicher Betrachtung geeignet, die Ausdehnung des Versorgungsgebiets abzubilden (so auch OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschluss v. 16.06.2021 – VI-3 Kart 812/19 (V) S. 26 ff., n.v.). 167

Ohne Erfolg rügt die Betroffene auch insoweit, dass die Bundesnetzagentur keine Differenzierung nach Druckstufen vorgenommen hat. Nach den Vorgaben in § 13 Abs. 3 Satz 2 ARegV sind Parameter auszuwählen, die geeignet sind, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen, was u.a. insbesondere dann anzunehmen ist, wenn sie nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar sind. Die von der Bundesnetzagentur gewählte Vorgehensweise steht daher mit den Vorgaben der ARegV in Einklang, da die Ausgestaltung des Netzes der unternehmerischen Entscheidungsfreiheit des Netzbetreibers unterliegt und damit endogen ist. Auch die Betroffene und die Privatgutachterin D. gehen davon aus, dass in der Praxis „Spielräume“ der Netzbetreiber bei der Auslegung von Netzen bezüglich der grundsätzlich in Frage kommenden Druckstufenklasse bestehen. Dies führe etwa bezogen auf das von ihr angeführte Fallbeispiel „Gemeinde K.“ dazu, dass eine Ausführung als Mitteldrucknetz deutlich kostengünstiger als die Ausführung als Niederdrucknetz und damit „aus gesamtwirtschaftlicher Sicht zu präferieren“ sei (vgl. D. S. 21, 31 f., Bild 4.4 und Tabelle 4.4). Von einer „Bestrafung der Wahl effizienter Netzkonzepte“ (Replik S. 43) kann daher keine Rede sein. 168

5.5.2 Die von der Betroffenen gerügte Außerachtlassung der Anzahl der internen Ausspeisepunkte als Vergleichsparameter ist ebenso wenig ermessensfehlerhaft. 169

Auch insoweit hat die Bundesnetzagentur ihre Auswahlentscheidung an den nach dem Gesetz und der ARegV maßgeblichen Kriterien ausgerichtet. Die Vergleichsparameter dienen dazu, die Versorgungsaufgaben sachgerecht - möglichst weitgehend – abzubilden (vgl. § 13 Abs. 3 Satz 8 ARegV). Nach § 13 Abs. 3 Satz 2 und 3 ARegV müssen sie geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen, was nach § 13 Abs. 3 Satz 3 ARegV u.a. insbesondere dann anzunehmen ist, wenn sie nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers beeinflussbar sind. Wie das Beraterkonsortium auf den diesbezüglichen, bereits im Rahmen der Anhörung erhobenen Einwand festgestellt hat, wurden interne Ausspeisepunkte u.a. deshalb nicht als Parameter erhoben, weil mit ihnen lediglich die – hochgradig durch den Netzbetreiber beeinflussbare und damit endogene - netzinterne Strukturierung und kein von außen an den Netzbetreiber herangetragenem Faktor abgebildet wird. Sie sind daher nicht als geeigneter Vergleichsparameter anzusehen (vgl. Gutachten S. 14, 259). 170

Dass nach den in der Festlegung BK9-20/603 enthaltenen Vorgaben für die Erhebung von Daten zur Durchführung des Effizienzvergleichs der Gasverteilernetzbetreiber für die vierte Regulierungsperiode u.a. „Interne Ausspeisepunkte > 5 bar (g) (Ausspeisepunkte an eigene Netze und Anlagen)“ abgefragt wurden, rechtfertigt keine abweichende Bewertung. Die Abfrage dient - wie die Bundesnetzagentur bereits in der o.g. Festlegung vom 20.01.2021 (dort S. 16 Ziff. 8c (3)) und nochmals in ihrer im Nachgang zum Webinar vom 10.03.2021 veröffentlichten FAQ zur Festlegung BK9-20/603 (dort S. 2 „Interne Ausspeisepunkte (an eigene Netze und Anlagen)“) erläutert hat – nur der Abgrenzung von Ausspeisepunkten zu Dritten, die – wie in der vorangegangenen Regulierungsperiode - den eigentlichen Vergleichsparameter bilden. Da in der Vergangenheit zum Teil eine Vermengung der Angaben seitens der Netzbetreiber erfolgte, soll dadurch eine höhere Datenqualität erreicht werden. Die Behauptung der Betroffenen, dass Ausspeisepunkte zu internen und fremden nachgelagerten Netzen im vorgelagerten Transportnetz „die gleichen Kosten“ verursachen und durch die Nichtberücksichtigung der Ausspeisepunkte an eigene nachgelagerte Netze ein Anreiz zu „ökonomisch offensichtlich unsinnigen Netzbetreiberaufteilungen“ vermittelt wird (Bl. 110 f. GA; D. S. 34, 36 f.), ist daher unbeachtlich. 171

Eine systematische Benachteiligung oder Unterschätzung der Versorgungsaufgabe „kombinierter Versorger“ lässt sich auch insoweit nicht feststellen. 172

Wie bereits ausgeführt wurde, ist schon die Definition der „kombinierten Versorger“ als solche – und damit deren saubere Abgrenzung vom Rest der Stichprobe - problematisch. Nach Einschätzung des Senats handelt es sich bei der vermeintlichen „Gruppe“ von Netzbetreibern um eine „Eigenkreation“, für die keinerlei objektive Abgrenzungskriterien existieren. Eine „systematische Benachteiligung“ bestimmter Netzbetreiber lässt sich damit schon im Ansatz nicht feststellen. Dies wirkt sich zu Lasten der insoweit nach allgemeinen Grundsätzen darlegungspflichtigen Betroffenen aus. 173

Ungeachtet dessen hat sich das Beraterkonsortium mit dem diesbezüglichen, bereits im Verwaltungsverfahren erhobenen Einwand ausführlich befasst und dabei überzeugend festgestellt, dass sich bereits die Versorgungsaufgabe eines „kombinierten Versorgers“ nicht klar definieren lässt (vgl. Gutachten S. 260). Wie die Betroffene selbst zugesteht, handelt es sich bei den von ihr als „kombinierte Versorger“ bezeichneten Netzbetreibern nicht um eine „homogene Gruppe“ (vgl. Beschwerdebegründung S. 50). Die Problematik einer trennscharfen Definition wird bestätigt durch die von der Privatgutachterin Q. gewählten, unscharfen Formulierungen sowie die von ihr verwendeten – keineswegs zwingenden – Kriterien, unter denen den für die Untersuchung ausgewählten Unternehmen eine 174

gleichzeitige Transport- und Verteilfunktion „zuschrieben“ wurde (vgl. Q. S. 39 Fn. 84: 1 vorgelagerter Fernleitungsnetzbetreiber, mehrere AP > 16 bar, mehr als 200 km Netzlänge > 5 bar).

Nach den weiteren diesbezüglichen Untersuchungen des Beraterkonsortiums - die in 175
Anbetracht der dargestellten Abgrenzungsproblematik nur näherungsweise mit unscharfen
Parametern (Verhältnis GDR/GDRM-Anlagen zur Gesamtzahl der AP; Anteil der HD-
Leitungen > 16 bar an der Gesamtleitungslänge) erfolgen konnten – liegen keine
Anhaltspunkte für eine signifikante Benachteiligung „kombinierter Versorger“ vor (Gutachten
S. 14, 259 ff., 266). Nach den Feststellungen des Beraterkonsortiums werden sowohl die
Aufgaben der Ortsversorgung als auch als auch Gastransportaufgaben durch die im Modell
berücksichtigten Parameter abgebildet. Die Versorgungsaufgabe des Gastransports im HD-
Bereich wird durch den Parameter „Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar“ abgebildet. Die
lokale Verteilung zum Endkunden wird insbesondere durch den Parameter „Anzahl der
Messstellen“ erfasst. Überdies beschreibt der Parameter „Rohrvolumen“ die Ausdehnung des
Versorgungsgebiets und die kapazitative Dimensionierung der Leitungen und ist damit
geeignet, diese beiden Dimensionen der „kombinierten Versorger“ abzubilden (Gutachten
S. 259). Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur zu Recht angenommen, dass
das Effizienzvergleichsmodell über Parameter verfügt, die auch die Versorgungsaufgaben
„kombinierter Versorger“ abbilden (Gutachten S. 14, 259).

Wie im Übrigen im Gutachten ausführlich dargestellt ist, weicht die Verteilung der 176
Effizienzwerte weder bei der Annahme vieler noch bei der Annahme weniger „kombinierter
Versorger“ signifikant vom Rest der Stichprobe ab (Gutachten S. 259 ff., 266). Nach einer
„weiten Gruppendifinition“ (auf Basis der 50 %-Quantile) erfüllen 28 Netzbetreiber das
Kriterium, wobei die Best-of-four-Effizienz dieser Netzbetreiber leicht unterhalb des
Durchschnitts vom Rest der Stichprobe liegt (Gutachten S. 262 f., Tabelle 84). Bei einer
„engen Gruppendifinition“ (auf Basis der 75 %-Quantile) erfüllen sieben Netzbetreiber das
Kriterium, wobei die Best-of-four-Effizienz leicht über dem Rest der Stichprobe liegt
(Gutachten S. 265, Tabelle 85).

Die diesbezüglichen Feststellungen werden weder durch die – allein auf die Auswirkungen 177
der Nicht-Berücksichtigung interner Ausspeisepunkte bei der Betroffenen und einer weiteren
Netzbetreiberin bezogenen – Ausführungen der D. (dort S. 35), noch durch die der von der
Betroffenen beauftragten Q. – bezogen auf 18 namentlich nicht benannte, in Zusammenarbeit
mit der Betroffenen ausgewählte Unternehmen (vgl. Q. S. 39 f.) - in Zweifel gezogen. Den
Beweisantritten der Betroffenen ist in diesem Zusammenhang nicht nachzugehen. Wie die
Privatgutachterin – die lediglich unklar von „Unternehmen mit einer gewissen Struktur“ bzw.
„Unternehmen mit einer „gemischten“ Versorgungsaufgabe“ spricht (vgl. Q. S. 39) – richtig
sieht, „steht und fällt die Betrachtung mit der korrekten Definition der Gruppen“ (Q. S. 40). Die
von Q. isoliert in den Blick genommene Entwicklung der Effizienzwerte der von ihr
untersuchten 18, namentlich nicht benannten Unternehmen kann überdies vielerlei Ursachen
haben. Auch sie ist daher nicht geeignet, eine signifikante Benachteiligung „kombinierter
Versorger“ zu belegen.

Dass ein Effizienzvergleichsmodell unter Einbeziehung netzinterner Ausspeisepunkte > 5 bar 178
eine deutlich überlegene Methodik darstellt, zeigt die Betroffene nicht auf. Im Übrigen gilt
auch insoweit, dass keine Verpflichtung der Regulierungsbehörde im Sinne einer
Meistbegünstigung besteht, die für den Netzbetreiber günstigste Methode anzuwenden, es
sei denn, aus dem Gesetz ergibt sich etwas anderes. Dafür ist nichts ersichtlich, zumal nach
den maßgeblichen Vorgaben gerade keine Verpflichtung besteht, endogene Parameter im

Rahmen des Effizienzvergleichs zu berücksichtigen. Danach kommt es nicht weiter darauf an, dass entsprechende Daten für den Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode auch nicht verfügbar sind (vgl. Gutachten S. 259).

5.5.3 Die von der Bundesnetzagentur getroffene Auswahl des Parameters „Messstellen“ ist ebenfalls nicht zu beanstanden. 179

Der Parameter hat schon im Effizienzvergleich für die zweite Regulierungsperiode hohen Erklärungsgehalt gezeigt. Nach den Feststellungen des Beraterkonsortiums ist er geeignet, die ihm zugeordneten Dimensionen der Versorgungsaufgabe - Transport der Energie zum Kunden und Granularität des Versorgungsgebietes – abzubilden (vgl. Gutachten S. 58 ff.). Er weist einen hohen Zusammenhang zu den Kosten der Kundenbetreuung und der Messung bzw. des Messstellenbetriebs auf (Gutachten S. 62). Aufgrund der hohen Korrelation zwischen der Anzahl der Messstellen und den Ausspeisepunkten (95 %, vgl. Gutachten S. 94) wurde er zudem als Indikator für die Transportaufgabe zum Kunden und als Substitut für die Ausspeisepunkte verstanden (Gutachten S. 63). Er ist als Beispielsparameter in § 13 Abs. 3 Satz 3 ARegV genannt. Das Beraterkonsortium hat ihn daher für den Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode mit Priorität 1 eingestuft (Gutachten aaO). In Kombination mit dem Ausdehnungsparameter „Rohrvolumen“ ist er überdies geeignet, die Komplexität der Versorgung in Ballungsräumen abzubilden, wo eine höhere Anzahl von Messstellen pro Ausspeisepunkt zu beobachten ist (Gutachten S. 95). 180

Ohne Erfolg rügt die Betroffene, gestützt auf die Einschätzung der Privatgutachterin D., dass die Bundesnetzagentur die Anzahl der Messstellen als Substitut für die der Ausspeisepunkte angesehen hat (vgl. D. S. 37). Aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht bietet die Anzahl der Messstellen einen größeren Erklärungswert als die der Ausspeisepunkte, da sie zusätzlich zur Abbildung der Versorgungsaufgabe städtischer Netzbetreiber geeignet ist. Die zusätzliche Berücksichtigung der Anzahl der Ausspeisepunkte hat das Beraterkonsortium getestet und mit überzeugender Begründung verworfen. Die hohe Korrelation zwischen den Parametern von 95 % führt zu Hinweisen auf Multikollinearität. Überdies ist der Parameter statistisch nicht signifikant. Gleichzeitig würde seine zusätzliche Berücksichtigung den Erklärungsgehalt des Modells allenfalls geringfügig erhöhen (vgl. Gutachten S. 94). 181

Auch damit hat die Bundesnetzagentur ihre Auswahl an den nach § 13 Abs. 3 Satz 3 ARegV maßgeblichen Kriterien ausgerichtet, wonach Vergleichsparameter insbesondere dann geeignet sind, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen, wenn sie nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sind, insbesondere nicht bereits durch andere Parameter abgebildet werden. 182

Der Hinweis der Betroffenen auf die gleichzeitige Verwendung von Ausspeisepunkten und Messstellen in der zweiten Regulierungsperiode geht fehl. Anders als nach der nunmehr gültigen Fassung des § 13 ARegV war die Anzahl der Ausspeisepunkte seinerzeit als Pflichtparameter zwingend zu verwenden. Dabei haben sich bereits seinerzeit Multikollinearitätsprobleme durch die gleichzeitige Verwendung der Parameter gezeigt (vgl. Gutachten zum Effizienzvergleich Gas für die zweite Regulierungsperiode, dort S. 54). 183

5.5.4 Die Einwendungen der Betroffenen gegen die Auswahl des Parameters „Vorherrschende Bodenklasse 4, 5 und 6 gewichtet mit der Netzlänge“ bleiben ebenfalls ohne Erfolg. 184

Der Einwand, die Bundesnetzagentur sei bei der Auswahl des Parameters einem „grundlegenden Fehlverständnis“ unterlegen, da sie den Parameter als 185

Ausdehnungsparameter aufgefasst habe, geht fehl. Aus dem Gutachten des Beraterkonsortiums ergibt sich eindeutig, dass mit dem Parameter nicht die Ausdehnung des Versorgungsgebiets, sondern die geologischen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe abgebildet werden (Gutachten S. 111). Der Parameter wurde im Rahmen der ingenieurwissenschaftlichen Klassifizierung mit Priorität 1 eingeordnet (Gutachten S. 95). Seine Auswahl knüpft maßgeblich daran, dass durch ihn die höheren Kosten der Leitungsverlegung in Versorgungsgebieten mit schwer grabbaren Böden erfasst werden (Gutachten S. 32). Entgegen der Darstellung der Betroffenen entspricht dies auch den Feststellungen des Beraterkonsortiums auf S. 105 und 117 des Gutachtens.

Ebenfalls ohne Erfolg rügt die Betroffene, in Bereichen mit anderen oder gemischten Bodenklassen würden „nur Teile der Kosten besetzt“. Die pauschale Behauptung, durch die Auswahl trete „ein verzerrender Effekt“ ein (Beschwerdebegründung S. 95), wird durch nichts gestützt. Dass ein Effizienzvergleichsmodell unter Heranziehung anderer oder zusätzlicher Bodenklassen (welcher?) eine deutlich überlegene Methodik zur Abbildung der geologischen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe darstellen würde, zeigt die Betroffene nicht auf. Im Übrigen gilt auch insoweit, dass keine Verpflichtung der Regulierungsbehörde im Sinne einer Meistbegünstigung besteht, die für den Netzbetreiber günstigste Methode anzuwenden, es sei denn, aus dem Gesetz ergibt sich etwas anderes. Dafür ist nichts ersichtlich. 186

5.6 Die Durchführung der Ausreißeranalyse ist nicht zu beanstanden. 187

Nach Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV sind für die DEA und die SFA Analysen zur Identifikation von extremen Effizienzwerten (Ausreißern) durchzuführen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen müssen. Die Ausreißeranalyse soll, wie bereits ausgeführt, vor den Auswirkungen kleinerer Fehler in den Eingangsdaten schützen und überdies sicherstellen, dass Netzbetreiber mit extremen Ausprägungen nicht als Maßstab für alle übrigen Netzbetreiber gelten und so zu überhöhten Effizienzvorgaben führen (vgl. Gutachten S. 21; BerlKomm EnR/Lismann, 4. Aufl., § 22 ARegV Rn. 51 ff.; Breßlein aaO § 12 ARegV Rn. 23; Albrecht/Mallossek/Petermann aaO § 12 Rn. 114). Entgegen der Einschätzung der Betroffenen geht es daher nicht darum, die Datenbasis auf strukturell vergleichbare Unternehmen zu reduzieren (so auch Gutachten S. 15). Vor diesem Hintergrund geht die Argumentation, die Bundesnetzagentur habe nur eine sehr geringe Anzahl von Netzbetreibern als Ausreißer identifiziert, wodurch es bei einem „extrem heterogenen Datensatz“ für die Berechnung der Effizienzwerte bleibe (Bl. 119), schon im Ansatz fehl. 188

5.6.1 Die Ausreißeranalyse in der DEA wurde fehlerfrei entsprechend den Vorgaben in Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV vorgenommen (vgl. Gutachten Kap. 2.4, 6.2). Sie führt auch zu sachangemessenen Ergebnissen (so auch OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschluss v. 16.06.2021 – VI-3 Kart 812/19 (V) S. 32, n.v.). 189

5.6.1.1 Dass die Bundesnetzagentur die Dominanzanalyse – wie in den vorherigen Regulierungsperioden im Gas- und Strombereich – unter Anwendung des F-Tests von Banker durchgeführt hat, ist nicht zu beanstanden. Ohne Erfolg rügt die Betroffene, angelehnt an die Stellungnahme des BDEW/VKU/GEODE (dort S. 24 ff.), dessen Anwendung sei rechtswidrig. Weder macht sie geltend, dass der F-Test von vornherein ungeeignet zur Eliminierung von Ausreißern ist, noch dass sich eine andere Vorgehensweise aus wissenschaftlicher Sicht als derart eindeutig überlegen darstellt, dass die von der Bundesnetzagentur getroffene Entscheidung für Banker's F-Test als nicht mehr mit den gesetzlichen Vorgaben vereinbar angesehen werden kann. Den Beweisanträgen der Betroffenen durch Einholung eines Sachverständigengutachtens ist in diesem Zusammenhang nicht nachzugehen. 190

- Nach den Feststellungen des Beraterkonsortiums entspricht Banker's F-Test als parametrischer Test dem Stand der Wissenschaft und erlaubt eine höhere Trennschärfe bei der Eliminierung von Ausreißern als nicht-parametrische Tests, die auf die Gleichheit von Verteilungen abstellen und Ausreißer später identifizieren (Gutachten S. 23 Fn.15). 191
- Die Rüge der Betroffenen, das Beraterkonsortium habe den F-Test „lediglich in einer Fußnote“ für vorzugswürdig erachtet und dabei verkannt, dass er nicht für die Durchführung von Dominanztests entwickelt worden sei, geht fehl. Die Bundesnetzagentur und das Beraterkonsortium haben sich bereits im Lauf des Verwaltungsverfahrens intensiv mit der Frage der Anwendung von Banker's F-Test – ggfs. auch in Modifikation - oder alternativen Methoden (z.B. Wilcoxon, Kolmogorov-Smirnov, Paired t-test, bootstrapping) – u.a. ausgelöst durch ein Gutachten der P. LLP im Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber befasst. Daraufhin erfolgte u.a. eine eingehende Auseinandersetzung mit wissenschaftlichen Abhandlungen zur Anwendung des F-Tests gerade im Rahmen der nicht-parametrischen DEA (Bl. 10334 ff. VV). Nach den Analysen des Beraterkonsortiums führt das sog. bootstrapping – den Netzbetreibern nachteilig - zu einer kleineren Zahl von Ausreißern (Bl. 10145 VV). Die Kolmogorov Smirnov-Methode identifiziert keine Ausreißer in der DEA (Bl. 10531 VV). T. hat in Reaktion darauf keine eindeutige Überlegenheit von Wilcoxon, Kolmogorov-Smirnov, Paired t-test und bootstrapping gesehen (vgl. Stellungnahme T. v. 10.04.2019, Bl. 17031 ff. VV). 192
- Die Betroffene zeigt nicht auf, dass alternativ eine aus wissenschaftlicher Sicht anerkannte, besser geeignete Methode existiert. Dies wird durch die pauschale Einschätzung der Privatgutachterin Q., es lägen „wissenschaftlich adäquatere Methoden“ vor (vgl. Q. S. 32), nicht in Zweifel gezogen. 193
- Von daher ist es nicht zu beanstanden, dass sich die Bundesnetzagentur für die Anwendung von Banker's F-Test in modifizierter Form entschieden hat. Dies gilt gerade auch vor dem Hintergrund der Kontinuität zu früheren Regulierungsperioden, in denen die Anwendung zu keiner Zeit beanstandet wurde (so auch OLG Schleswig, Beschluss v. 1.02.2021 – 53 Kart 21/19 Rn. 87 ff. aaO). 194
- Nach alledem kommt es nicht weiter darauf an, dass nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs aber auch tatsächliche Unsicherheiten bei der Prognosegrundlage hinzunehmen sind, wenn sich nach den Maßstäben guter wissenschaftlicher Praxis zu einer bestimmten tatsächlichen Frage verlässliche Erkenntnisse nicht oder nur mit einem zu dem zu erwartenden Erkenntniszuwachs außer Verhältnis stehenden Aufwand erreichen lassen (vgl. BGH, Beschluss v. 26.01.2021 - EnVR 7/20 Rn. 24 aaO). Die Bundesnetzagentur hat vor diesem Hintergrund zu Recht angenommen, dass es keinen Test gibt, der dem angewendeten F-Test von Banker (eindeutig) überlegen ist. 195
- Durch die Identifizierung der *Stadtwerke E. AG* im Rahmen der Dominanzanalyse wird die wissenschaftliche Eignung der von der Bundesnetzagentur gewählten Vorgehensweise nicht in Zweifel gezogen. Das Unternehmen wurde - mit einem Signifikanzniveau von 3,8 % - zutreffend als dominant identifiziert und als Ausreißer entfernt, wie die Bundesnetzagentur mit Schriftsatz vom 14.10.2021 nochmals ausführlich erläutert hat. Dabei wurde als Ergebnis der aktualisierten und im Gutachten (dort S. 119 f.) beschriebenen Test-Statistik, die eine Exponentialverteilung der Ineffizienzen unterstellt, der von der Betroffenen selbst errechnete Grenzwert von 1,19 zugrunde gelegt. 196
- Ein Begründungsmangel liegt auch insoweit nicht vor. Insbesondere ermöglicht es die im Gutachten angeführte Begründung zur Durchführung der Ausreißeranalyse der Betroffenen – 197

ersichtlich –, deren Rechtmäßigkeit in tatsächlicher wie in rechtlicher Hinsicht zu beurteilen und zu entscheiden, ob sie dagegen vorgehen will.

5.6.1.2 Ohne Erfolg rügt die Betroffene, ebenfalls in Anlehnung an die Stellungnahme des BDEW/VKU/GEODE (aaO), es sei nicht ausgeschlossen, dass das Ergebnis der Effizienzwermittlung durch verdeckte Ausreißer verzerrt sei, da die Bundesnetzagentur der möglichen Existenz verdeckter Ausreißer „nicht mit der nötigen Sorgfalt“ (Bl. 124) nachgegangen sei. 198

Die bereits im Rahmen der Konsultation vielfach geforderte mehrfache Durchführung der Supereffizienzanalyse sieht die ARegV – wie das Beraterkonsortium zutreffend festgestellt hat (vgl. Gutachten S. 24) – nicht vor. Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs besteht kein Zweifel an der Rechtmäßigkeit der durchgeführten Ausreißeranalyse, nur weil eine wiederholte Durchführung zu einem höheren Effizienzwert einzelner Netzbetreiber führen würde (vgl. BGH, Beschluss v. 12.06.2018 - EnVR 54/17 Rn. 63 aaO). Auch insoweit gilt folglich, dass keine Verpflichtung der Regulierungsbehörde im Sinne einer Meistbegünstigung besteht, die für den Netzbetreiber günstigste Methode anzuwenden, es sei denn, aus dem Gesetz ergibt sich etwas anderes. Dafür ist nichts ersichtlich. 199

5.6.2 Ebenfalls ohne Erfolg rügt die Betroffene, die Bundesnetzagentur und das Beraterkonsortium hätten ermessensfehlerhaft die Ausreißeranalyse in der SFA nur mittels des Cook's Distance-Verfahrens – ohne weitere Testverfahren – durchgeführt. 200

Anlage 3 Nr. 5 zu § 12 ARegV führt beispielhaft fünf verschiedene Methoden zur Ausreißeranalyse auf, mit deren Eignung sich das Beraterkonsortium – sowohl einzeln als auch im Vergleich zu der in den beiden vorhergehenden Regulierungsperioden im Strom- und Gasbereich angewandten Cook's Distance – ausführlich auseinandergesetzt hat (vgl. Gutachten S. 240 ff.). Dabei ist es überzeugend zu dem Schluss gelangt, dass sich die Cook's Distance-Methode sowohl aus theoretischer als auch aus praktischer Perspektive in hohem Maße zur Identifizierung von Ausreißern eignet. Das Verfahren ist in der wissenschaftlichen Literatur weit verbreitet und war die Methode der Wahl in vergangenen Regulierungsperioden (Gutachten S. 241). Andere mögliche Methoden - DFFITs, DFBETAs sowie die Covariance-Ratio - stellen im Vergleich keine überlegenen Methoden dar; robuste Regressionen eignen sich nicht unmittelbar dazu, potentielle Ausreißer zu identifizieren (vgl. Gutachten Annex F S. 238 ff.). Nach alledem liegen weder Hinweise auf einen „Modellfehler“ vor, noch fehlt es an einer belastbaren und nachvollziehbaren Abwägungsentscheidung der Bundesnetzagentur in Bezug auf die möglichen anderen anwendbaren Methoden. 201

5.7 Auch der Einwand, durch das Effizienzvergleichsmodell würden Verzerrungen bei der Ermittlung der DEA-Effizienzwerte über die bestabgerechneten SFA-Effizienzwerte verschleiert, bleibt ohne Erfolg. 202

Mit ihrer Argumentation verkennt die Betroffene die Bedeutung der Best-of-four-Abrechnung. Wie bereits ausgeführt, soll durch sie die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben dadurch gesteigert werden, dass der höchste aus insgesamt vier zu ermittelnden Effizienzwerten in Ansatz gebracht wird (vgl. BR-Drs. 417/07 S. 54 f.). Danach kann es nicht überzeugen, nur eine der beiden – gleichberechtigt nebeneinander anzuwendenden - Methoden in den Blick zu nehmen, erst recht nicht nur einen einzelnen Parameter – hier: die Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar (bei standardisierten Kosten) -, um vermeintliche Verschleierungen von DEA-Verzerrungen durch die SFA zu belegen. 203

Die von der Betroffenen gerügte Unerreichbarkeit eines Effizienzwerts von 100 % in SFA ist - wie in Wissenschaft und Praxis unbestritten ist und im angegriffenen Beschluss (Ziff. 3.2.1) zutreffend ausgeführt wird – methodisch bedingt (vgl. Albrecht/Mallossek/Petermann aaO § 12a ARegV Rn. 10; Bogetoft/Otto, Benchmarking with DEA, SFA, and R, S. 225, von der Bundesnetzagentur vorgelegt als Anl. BG 22). Sie resultiert daraus, dass ein Effizienzwert von 100 % in der SFA voraussetzen würde, dass der Ineffizienzterm „null“ beträgt; die Wahrscheinlichkeit dafür beträgt aufgrund der Stetigkeit der Verteilung ebenfalls null. Anhaltspunkte dafür, dass das Modell aufgrund dessen nicht in Einklang mit den Vorgaben der ARegV steht, liegen nicht vor. Eine „Nachjustierung“ sieht die ARegV nicht vor. Im Übrigen lag der maximale Effizienzwert in der SFA in der zweiten Regulierungsperiode mit 98,3 % nur in geringem Maß (um 1,33 Prozentpunkte) über dem Maximalwert der SFA in der dritten Regulierungsperiode (96,81 %, jeweils bei standardisierten Kosten, vgl. Gutachten S. 128).

Anhaltspunkte für Verzerrungen der DEA-Effizienzwerte durch Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet liegen nicht vor. In der DEA haben 22 Verteilernetzbetreiber einen Effizienzwert von 100 % erreicht, davon (nur) acht Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet. Als Ausreißer wurden bei den standardisierten Kosten zehn Verteilernetzbetreiber mit Werten über 100 % identifiziert, bei den nicht standardisierten Kosten zwölf Verteilernetzbetreiber, darunter nur zwei Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet (Gutachten S. 133). Von 33 Verteilernetzbetreibern haben neun einen Effizienzbonus erhalten, darunter nur zwei Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet (Gutachten S. 137). 205

Der niedrigste Effizienzwert in der DEA lag bei 42,18%. Insgesamt erreichten 19 Netzbetreiber in der DEA Werte unter 60 % und damit letztlich allein durch die SFA einen Wert über dem Mindesteffizienzwert von 60 %. Ein Großteil der Netzbetreiber hat durch die SFA, insbesondere mit nicht standardisierten Kosten, und die Best-of-four-Abrechnung bessere Effizienzwerte erzielt (vgl. Gutachten S. 135). Anhaltspunkte für eine Verschleierung von Verzerrungen der DEA-Effizienzwerte durch die SFA-Methode liegen nach alledem nicht vor. 206

Die gegen den Effizienzvergleich und den aus ihm abgeleiteten Effizienzwert der Betroffenen gerichteten Einwände bleiben danach ohne Erfolg. 207

II. Bereinigung des Effizienzwerts 208

Die von der Betroffenen geltend gemachten Gründe - den Umstand der sog. „kombinierten Transport- und Verteilungsaufgabe“ und gebietsstrukturelle Gegebenheiten im Hinblick auf die Zersiedelung im Netzgebiet unter Berücksichtigung der Versorgung der ostfriesischen Inseln - hat die Bundesnetzagentur zu Recht nicht als eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe im Sinne des § 15 Abs. 1 ARegV anerkannt. 209

Nach der hier anwendbaren, zum 22.08.2013 in Kraft getretenen Neufassung des § 15 ARegV hat die Regulierungsbehörde einen Aufschlag auf den nach §§ 12 bis 14 oder § 22 ARegV ermittelten Effizienzwert nur dann anzusetzen, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe im Sinne des Vorliegens außergewöhnlicher struktureller Umstände bestehen, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV nicht hinreichend berücksichtigt wurden und durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind, und dies die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten um mindestens 5 % erhöht. 210

Die Änderung des § 15 ARegV dient nach dem Willen des Verordnungsgebers der ausdrücklichen Klarstellung, dass es sich bei dieser Regelung um eine eng auszulegende Ausnahmenvorschrift handelt, die schon für den Zeitraum der gesamten zweiten Regulierungsperiode nur auf strukturelle Besonderheiten außergewöhnlicher Art Anwendung finden sollte. Zum einen hat der Verordnungsgeber den Begriff der „Besonderheit“ einer Versorgungsaufgabe konkretisiert und zum anderen den in § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV enthaltenen prozentualen Schwellenwert von zuvor mindestens 3 % auf mindestens 5 % der maßgeblichen Gesamtkosten deutlich angehoben. Zur Klarstellung sah sich der Verordnungsgeber vor dem Hintergrund der aktuellen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zur Auslegung der zuvor geltenden Fassung des § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV sowie der zwischenzeitlich in der Regulierungspraxis gewonnenen Erfahrungen im Hinblick auf die Normanwendung veranlasst. Nach der einschlägigen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs war auch dann von dem Vorliegen einer „Besonderheit“ im Sinne des § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV auszugehen, wenn die Ursache der Kostenerhöhung von mindestens 3 % ihrer Art nach nicht nur bei einzelnen Netzbetreibern auftritt. Dass die Regelung des § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV nur in Ausnahmefällen zur Anwendung komme, sah der Bundesgerichtshof allein durch den prozentualen Schwellenwert von 3 % sichergestellt (BGH, Beschluss v. 9.10.2012 – EnVR 88/10 Rn. 73 aaO).

Mit den Änderungen der Regelung des § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV hat der Verordnungsgeber 212 den sachlichen Anwendungsbereich – seiner ursprünglichen Absicht entsprechend – auf solche Fallkonstellationen beschränkt, in denen außergewöhnliche strukturelle Unterschiede gegeben sind. Dementsprechend ist die Regelung klarstellend dahingehend ergänzt worden, dass eine „Besonderheit“ der Versorgungsaufgabe nur bei außergewöhnlichen strukturellen Umständen vorliegen kann. Eine Bereinigung des Effizienzwertes soll nur aufgrund von Ursachen erfolgen, die ihrer Art nach nur bei einem einzelnen Netzbetreiber oder einer äußerst geringen Anzahl von Netzbetreibern, die im Rahmen des bundesweiten Effizienzvergleichs betrachtet wurden, in vergleichbarer Form bestehen. Erforderlich sind also Umstände, die entweder ein Alleinstellungsmerkmal oder jedenfalls nahezu ein Alleinstellungsmerkmal bilden. Darüber hinaus ist die Möglichkeit der Anerkennung von „Besonderheiten“ der Versorgungsaufgabe ausdrücklich auf solche Umstände beschränkt worden, die durch den jeweiligen Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind. Hintergrund dieser Ergänzung des § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV ist die Überlegung, dass ein Netzbetreiber eine Bereinigung seines Effizienzwertes nicht auf solche Umstände – wie etwa ein besonders veraltetes Anlagevermögen – stützen darf, die er selbst beeinflussen kann und damit zu verantworten hat (vgl. BR-Drs. 447/13 (Beschluss) S. 29; Hummel in: Theobald/Kühling, Energierecht, 113. EL August 2021, § 15 ARegV Rn. 18; Lismann aaO § 15 ARegV Rn. 41 ff.; Albrecht/Mallossek/Petermann aaO § 15 ARegV Rn. 38 ff., 54).

Nach Maßgabe dessen hat es die Bundesnetzagentur zu Recht abgelehnt, die von der 213 Betroffenen angeführten Gründe als Besonderheiten der Versorgungsaufgabe im Sinne des § 15 Abs. 1 ARegV anzuerkennen.

1. Zu Recht weist die Bundesnetzagentur zu dem von der Betroffenen angeführten 214 Sachverhalt der „kombinierten Versorgung“ darauf hin, dass eine Vielzahl von Netzbetreibern von vergleichbaren strukturellen Gegebenheiten geprägt ist, so dass es schon an dem in § 15 Abs. 1 ARegV vorausgesetzten Alleinstellungsmerkmal fehlt. Der Hinweis der Betroffenen als Flächennetzbetreiber auf die Länge des von ihr betriebenen regionalen HD-Transport- und Verteilernetzes und die zwischen den Netzbetreibern bestehenden Größenunterschiede rechtfertigt keine abweichende Bewertung.

Der Anteil der Transportaufgabe > 16 bar liegt bei 50 Netzbetreibern zwischen 1 % und 50 %. Bei der Betroffenen beläuft er sich auf ... %, womit sie unwesentlich über dem Durchschnitt aller Netzbetreiber (5,07 %) liegt. Bezogen auf den Anteil der Leitungen > 5 bar liegt sie mit einem Wert von nur ... % sogar unter dem Durchschnitt von 13,67 % aller am Effizienzvergleich beteiligten Netzbetreiber.

Soweit die Betroffene, angelehnt an die diesbezüglichen Untersuchungen der Privatgutachterin Q. (aaO), ein Alleinstellungsmerkmal aus einer Vergleichsbetrachtung mit Verteilernetzbetreibern mit einem HD-Netz jeweils größer 200 km bei gleichzeitiger Existenz von Ausspeisepunkten > 16 bar sowie einem Anschluss an das vorgelagerte Fernleitungsnetz abzuleiten versucht, kann die - durch sie selbst vorgenommene - Vergleichsgruppenbildung schon im Ansatz nicht überzeugen. Zu Recht rügt die Bundesnetzagentur, dass die - selbst gegriffenen - Abgrenzungskriterien (ingenieur)wissenschaftlich nicht nachvollziehbar sind. Überdies würden aber auch bei einem solchen – keineswegs zwingenden - „Eingrenzungsversuch“ nach den diesbezüglichen Untersuchungen der Privatgutachterin immerhin 18 Unternehmen die „Vergleichsgruppe“ bilden, was deutlich zeigt, dass gerade kein Alleinstellungsmerkmal vorliegt. 216

Die Argumentation der Betroffenen, sie sei aus technischen Gründen zum Betrieb eines Mitteldrucknetzes „angehalten“, rechtfertigt keine abweichende Bewertung. So verfügen 156 der am Effizienzvergleich für die dritte Regulierungsperiode beteiligten Netzbetreiber über einen linear ansteigenden Anteil eines MD-Netzes. Der bei der Betroffenen vorliegende Anteil (... %) wird von vier Netzbetreibern mit einem jeweils höheren Anteil übertroffen. Unter ihnen befinden sich sowohl relativ große Netzbetreiber mit Leitungslängen bis 18.000 km, aber auch relativ kleine mit unter 100 km Leitungslänge. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur das Vorliegen eines Alleinstellungsmerkmals zu Recht verneint. Überdies hat sie zu Recht geschlussfolgert, dass die Größe des Netzes nicht zwingend für den Aufbau eines MD-Netzes ist. Die Entscheidung der Betroffenen für den Einsatz eines Mitteldrucknetzes im örtlichen Verteilernetz „als Alternative zum Betrieb eines kombinierten Nieder- und Hochdrucknetzes“ (vgl. Bl. 152 f.) stellt daher eine bewusste endogene Entscheidung der Betroffenen dar. 217

Überdies liegen keine außergewöhnlichen strukturellen Umstände vor, die eine Besonderheit der Versorgungsaufgabe i.S.v. § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV begründen könnten. 218

Sowohl der Netzzuschnitt als auch die Konfiguration des Netzes sind in hohem Maße auf bewusste unternehmerische Entscheidungen des Netzbetreibers zurückzuführen. Die technische Beschaffenheit des Netzes ist grundsätzlich kein Umstand, der an den Netzbetreiber von außen herangetragen wird und auf den er keinen Einfluss hat. Vielmehr gehört sie grundsätzlich zu den Maßnahmen, mit denen er die ihm obliegende Versorgungsaufgabe erfüllt (BGH, Beschlüsse v. 12.06.2018 – EnVR 53/16 Rn. 83; v. 7.10.2014 – EnVR 25/12 Rn. 43 ff.; v. 21.01.2014 - EnVR 12/12 Rn. 112 f., jeweils aaO). Nichts anderes gilt im Ergebnis für den Aufbau eines Transportnetzes > 16 bar in seiner konkreten technischen Konfiguration und Ausgestaltung, den Betrieb eines regionalen Verteilernetzes mit dem RVN West als vorgelagertem HD-Netz und die technische Ausgestaltung des örtlichen Verteilernetzes als MD-Netz. Diese sind auf bewusste unternehmerische Entscheidungen der Betroffenen zurückzuführen. Wie schon ausgeführt, wird die technische Beschaffenheit in der Regel nicht von außen an den Netzbetreiber herangetragen, sondern ist von ihm beeinflussbar. Gründe, davon abzuweichen, liegen nicht vor. Eine Anerkennung würde den Benchmark ad absurdum führen, da die Netzkunden im Ergebnis für die negativen Folgen unternehmerischer Entscheidungen der Vergangenheit – 219

hier: für das regionale Verteilernetz als vorgelagertem Netz und die Ausgestaltung des Verteilernetzes als MD-Netz - eintreten müssten.

2. Auch mit Blick auf die von der Betroffenen angeführten Gebietseigenschaften fehlt es an einem Alleinstellungsmerkmal. 220

Die von der Betroffenen angeführten ländlichen Strukturen finden sich bei vielen Netzbetreibern. Entsprechend kann das allgemeine Phänomen, dass die netztechnische Anbindung von Ausspeisepunkten bei zunehmender Zersiedelung einen größeren Einsatz von Betriebsmitteln – insbesondere in Form von Leitungen – erforderlich macht, nicht die Annahme einer strukturellen Besonderheit rechtfertigen. Auch der Versuch, das Vorliegen einer „ausgeprägten Ländlichkeit“ im Vergleich zu anderen Netzbetreibern mit der bei ihr vorhandenen Leitungslänge pro Ausspeisepunkt zu begründen, geht fehl. Die Bundesnetzagentur weist zu Recht darauf hin, dass sich eine – „ausgeprägte“ – Betroffenheit nicht aus der Rangposition bestimmter Kennzahlen ableiten lässt. Insbesondere wäre bei einem solchen Verständnis unklar, ab welcher Grenze eine strukturelle Besonderheit bzw. eine abgegrenzte Gruppe von Netzbetreibern vorliegen soll, die eine Bereinigung ihres Effizienzwerts für sich reklamieren kann. Überdies ist zu berücksichtigen, dass die von der Betroffenen angeführten belastenden Effekte aus der „Ländlichkeit“ durch entlastende kompensiert werden können (vgl. zu gegenläufigen Effekten bei städtischen Netzbetreibern Westermann/Nachtkamp, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2009, 28 ff.). 221

Ein Alleinstellungsmerkmal lässt sich auch nicht mit Blick auf die Versorgung der sieben ostfriesischen Inseln begründen. Zum deutschen Bundesgebiet zählen – ohne die zahlreichen Fluss- und Binneninseln – insgesamt 77 deutsche Inseln in der Nord- und Ostsee. 51 liegen in der Ostsee und 26 in der Nordsee (plus zusätzlich 10 Halligen). Ebenso existieren zahlreiche dem Nationalpark Wattenmeer vergleichbare Schutzgebietsflächen. Aktuell gibt es insgesamt 16 nach § 24 Abs. 1 BNatSchG ausgewiesene Nationalparks im gesamten Bundesgebiet, deren Größenspektrum von rund 3.000 Hektar (Nationalpark Jasmund) bis über 440.000 Hektar (Nationalpark Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer) reicht. Die Gesamtfläche der Nationalparks (ohne die marinen Gebiete) entspricht einem Flächenanteil von etwa 0,6 % der terrestrischen Fläche Deutschlands. Rund 15,4 % der Landfläche sind als sog. Natura-2000-Gebiete im Sinne der Vogelschutz-Richtlinie (RL 2009/147/EG v. 30.11.2009) und den Schutzgebieten der Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie (RL 92/43/EWG v. 21.05.1992) ausgewiesen (www.bmu.de). Es existieren 18 Biosphärenreservate (§ 25 Abs. 1 BNatSchG) mit einem Anteil von rd. 4 % der Fläche. Zudem gibt es insgesamt sechs sog. Nationale Naturmonumente. Hinzu kommen 8.788 Naturschutzgebiete mit einer Gesamtfläche von rd. 10 Mio. Hektar – entsprechend 26 % der Gesamtfläche –, deren überwiegender Anteil bezogen auf die jeweilige Landesfläche sich in Nordrhein-Westfalen, im Saarland und in Brandenburg befindet. Daneben existieren zahlreiche sog. Naturparks, sog. geschützte Landschaftsbestandteile (GLB) und gesetzlich geschützte Biotop (vgl. zu Vorstehendem www.bfn.de). Auch der Aspekt von Altlasten aus dem Zweiten Weltkrieg, beispielsweise durch alte Seeminen, Torpedos oder Granaten rechtfertigt nicht die Annahme eines (nahezu) Alleinstellungsmerkmals. Bomben aus dem Zweiten Weltkrieg werden vielerorts im Bundesgebiet, vor allem aber in industriellen und urbanen Ballungsräumen entschärft und weiterhin vermutet, etwa im Ruhrgebiet, Köln, Hamburg, Berlin und Dresden. Mit Risiken und Erschwernissen durch die Entschärfung und Entsorgung von Blindgängern sind daher Netzbetreiber im gesamten Bundesgebiet konfrontiert. Ungeachtet dessen ist nicht ersichtlich, dass die durch den geltend gemachten Umstand verursachten Mehrkosten die erforderliche 5 %-Schwelle überschreiten würden. 222

3. Auch der Einwand der Betroffenen, ihr Versorgungsgebiet sei durch einen im Vergleich zu anderen am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreibern weit überdurchschnittlichen Anteil an Böden der Bodenklasse 2 geprägt, rechtfertigt es nicht, den Effizienzwert zu bereinigen. Ein Alleinstellungsmerkmal liegt auch insoweit nicht vor.

Den unwidersprochen gebliebenen Feststellungen der Bundesnetzagentur zufolge liegt die Betroffene - mit einem Anteil von ... % an Böden der Bodenklasse 2 in dem von ihr versorgten Gebiet - (lediglich) auf Rang 6 der 183 am Effizienzvergleich beteiligten Netzbetreiber. Ungeachtet dessen ist auch insoweit nicht ersichtlich, dass die durch den geltend gemachten Umstand verursachten Mehrkosten die erforderliche 5 %-Schwelle überschreiten würden. Den tatsächlich in ihrem Netzgebiet vorhandenen Anteil an Bodenklasse 2 hat die Betroffene nicht dargelegt. 224

Der Einwand, ihr Netzgebiet sei überdies durch einen hohen Anteil an Böden der Bodenklasse 3 gekennzeichnet, geht fehl. Bei diesen handelt es sich nach den unwidersprochenen Feststellungen des Beraterkonsortiums um leicht lösbare Bodenarten, die ideal für Bautätigkeiten sind, bei denen ein Aushub vorgenommen werden muss, gerade auch für die Erstellung von unterirdisch verlegten Gasleitungen (vgl. Gutachten S. 68). In Anbetracht dessen lässt sich der angeblich hohe Anteil an Böden der Bodenklasse 3 schon im Ansatz nicht als Grund für eine Bereinigung des Effizienzwerts heranziehen. 225

Nach alledem liegen die Voraussetzungen für eine Bereinigung des Effizienzwerts nicht vor. 226

III. Kapitalkostenabzug 227

Die auf die Bestimmung des Kapitalkostenabzugs bezogenen Einwände der Betroffenen bleiben ohne Erfolg. 228

Der Kapitalkostenabzug wurde durch die Zweite Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung vom 14.09.2016 (BGBl. I S. 2147) korrespondierend zum Kapitalkostenaufschlag eingeführt. Durch ihn soll gemäß § 6 Abs. 3 ARegV das zeitliche Absinken der Restbuchwerte der im Ausgangsniveau enthaltenen betriebsnotwendigen Sachanlagegüter und damit auch das Absinken der Kosten des Netzbetreibers für Abschreibungen, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, kalkulatorische Gewerbesteuer sowie für Fremdkapitalzinsen bereits zu Beginn einer Regulierungsperiode in der Erlösobergrenze nachvollzogen werden (BR-Drs. 296/16 S. 33). Die Berechnung der fortgeführten Kapitalkosten für das jeweilige Jahr der Regulierungsperiode erfolgt nach den Grundsätzen der StromNEV/GasNEV und der Anlage 2a zu § 6 ARegV. § 6 Abs. 3 Satz 4 ARegV enthält eine § 10a Abs. 6 ARegV entsprechende Regelung zur Berücksichtigung der abschmelzenden Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge im Rahmen des Kapitalkostenabzugs. Zur Erleichterung des Systemübergangs und um individuelle Härtefälle zu vermeiden, sieht § 34 Abs. 5 ARegV eine Übergangslösung für Investitionen aus den ersten beiden Regulierungsperioden für die dritte Regulierungsperiode vor ("Übergangssockel"). Danach ist der Kapitalkostenabzug auf Kapitalkosten aus Investitionen, die im Zeitraum vom 1.01.2007 bis einschließlich 31.12.2016 erstmals aktiviert und für die in diesem Zeitraum keine Investitionsmaßnahmen genehmigt worden sind, für die Dauer der dritten Regulierungsperiode nicht anzuwenden. 229

Mit der Verordnung zur Änderung der ARegV und der StromNEV vom 27.07.2021 (BGBl. I S. 3229) hat der Ordnungsgeber die Einführung des Instruments des Kapitalkostenabgleichs auch für Transportnetzbetreiber zum Anlass genommen, die in Anlage 2a Abs. 1 ARegV zu § 6 Abs. 3 ARegV enthaltene Formel zur Ermittlung des Kapitalkostenabzugs dahingehend 230

klarstellend zu ändern, dass „der Kapitalkostenabzug keine Werte kleiner als null annehmen darf“. Zudem wurden in der Übergangsregelung in § 34 Abs. 5 Satz 1 ARegV nach dem Wort „Investitionen“ die Wörter „sowie die hierauf entfallenden Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Sonderposten für Investitionszuschüsse“ und in § 34 Abs. 5 Satz 2 ARegV die Wörter „Investitionen in Anlagen im Bau oder“ eingefügt.

Nach diesen Maßgaben bleiben die auf den Kapitalkostenabzug bezogenen Einwände der Betroffenen ohne Erfolg. 231

Die Erstreckung des sog. Übergangssockels des § 34 Abs. 5 ARegV auf Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge ist nicht zu beanstanden. Auch ist es nicht zu beanstanden, dass die Bundesnetzagentur die im Basisjahr im Bau befindlichen Anlagen mit null bewertet und nicht in den Übergangssockel einbezogen hat. 232

Wie der Bundesgerichtshof mit Beschluss vom 7.12.2021 entschieden hat, ist die Vorgabe des § 34 Abs. 5 Satz 1 ARegV a.F., § 6 Abs. 3 ARegV für die Dauer der dritten Regulierungsperiode nicht auf Kapitalkosten aus von 2007 bis 2016 erstmals aktivierte Investitionen von Verteilernetzbetreibern in betriebsnotwendige Anlagegüter anzuwenden, dahin zu verstehen, dass damit der Kapitalkostenabzug insgesamt, also einschließlich der Berücksichtigung der abnehmenden Werte von Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen, ausgesetzt wird. Anlagen im Bau sind bei der Ermittlung der fortgeführten Kapitalkosten beim Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARegV im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode nicht als Bestandteil des Übergangssockels nach § 34 Abs. 5 ARegV aF zu werten, sondern mit null anzusetzen (BGH, Beschluss v. 7.12.2021 – EnVR 6/21 Rn. 16, 49 ff.). 233

Die dahingehende Auslegung entspricht damit der (nur) klarstellenden Ergänzung mit der Verordnungsänderung vom 27.07.2021 (in § 34 Abs. 5 Satz 1 ARegV um die Wörter „sowie die hierauf entfallenden Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Sonderposten für Investitionszuschüsse“ und in § 34 Abs. 5 Satz 2 ARegV um die Wörter „Investitionen in Anlagen im Bau oder“). Nach der Verordnungsbegründung findet die Übergangsregelung auf Anlagen im Bau keine Anwendung, auf Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Sonderposten für Investitionszuschüsse hingegen schon. Dies wird durch die entsprechenden Einfügungen in § 34 Abs. 5 Satz 1 und 2 ARegV für den Bereich der Verteilernetzbetreiber klargestellt. Die Nichtanwendung der Übergangsregelung auf Anlagen im Bau dient der Vermeidung einer doppelten Berücksichtigung dieses Postens. Anlagen im Bau werden durch die Unternehmen in der Regel zeitnah in das Sachanlagenvermögen umgebucht und damit während des Laufs der Regulierungsperiode im sog. Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV berücksichtigt. Würde man die Übergangsregelung auf Anlagen im Bau anwenden, so käme es wegen des „Einfrierens“ der diesbezüglichen Werte im Basisjahr zu einem solchen unerwünschten doppelten Ansatz, da die Anlagen im Bau gleichzeitig im Ausgangsniveau (§ 6 Abs. 1 ARegV) und über den Kapitalkostenaufschlag (§ 10a ARegV) Berücksichtigung fänden. Hingegen ist es im Falle von Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Sonderposten für Investitionszuschüsse sachgerecht, die Übergangsregelung Anwendung finden zu lassen und die jeweiligen Werte im Basisjahr „einzufrieren“. Hierdurch wird sichergestellt, dass die mit den einschlägigen Investitionen sachlich unmittelbar verknüpften passiven Rechnungsabgrenzungsposten in Bezug auf die Übergangsregelung parallel zueinander behandelt werden (BR-Drs. 405/21 (B) S. 4). 234

Bedenken, die in der Verordnungsänderung vorgenommene redaktionelle Klarstellung ergänzend im Rahmen der Auslegung zu berücksichtigen, bestehen nicht (vgl. BGH, 235

Beschlüsse v. 14.08.2008 - KVR 39/07 Rn. 52 f., RdE 2008, 323 ff. "Vattenfall" (doppelte Deckelung); v. 3.03.2009 - EnVR 79/07 Rn. 7 ff. aaO (betriebsnotwendiges Umlaufvermögen); v. 18.10.2011 - EnVR 13/10 Rn. 18 ff., RdE 2012, 389 ff. "PVU Energienetze GmbH" (keine Anwendung § 25 ARegV im vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV); v. 31.01.2012 - EnVR 10/10 Rn. 12, juris und EnVR 31/10 Rn. 22, RdE 2012, 2009 ff. "Stadtwerke Freudenstadt I" (§ 9 Abs. 2 ARegV, Wörter "vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt" fehlen); zum Eigenkapitalzinssatz bei der Ermittlung des Kapitalkostenaufschlags für die dritte Regulierungsperiode Gas Senat, Beschluss v. 7.03.2019 – VI-5 Kart 49/18 (V) Rn. 59, RdE 2019, 305 ff.; ebenso OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschluss v. 12.06.2019 – VI-3 Kart 165/17 (V) Rn. 145 ff., 149, nachgehend bestätigt durch BGH, Beschluss v. 5.05.2020 – EnVR 59/19 Rn. 42, WM 2021, 88 ff. „Kapitalkostenaufschlag I“ sowie OLG Düsseldorf, 3. Kartellsenat, Beschluss v. 7.03.2019 – VI-3 Kart 121/17 (V) Rn. 99 ff., RdE 2019, 292 ff., nachgehend bestätigt durch BGH, Beschluss v. 5.05.2020 – EnVR 26/19 Rn. 33 ff., WM 2020, 2443 ff. „Kapitalkostenaufschlag II“).

Das Rückwirkungsverbot ist durch die vorgenommene Klarstellung schon nicht berührt. Eine belastende rückwirkende Änderung des materiell-rechtlichen Regelungsgehalts der Vorgängervorschriften liegt nicht vor, weil die bereits vor Inkrafttreten der Verordnungsänderung bestehende Rechtslage durch die vorgenommenen redaktionellen Klarstellungen unverändert geblieben ist. 236

Weitere Einwände liegen nicht vor. 237

Nach alledem ist die Beschwerde der Betroffenen zurückzuweisen. 238

III. 239

1. Über die Kosten des Beschwerdeverfahrens ist gemäß § 90 Satz 1 EnWG nach billigem Ermessen zu entscheiden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Betroffene mit ihrer Beschwerde keinen Erfolg hat. 240

2. Die Festsetzung des Gegenstandswerts für das Beschwerdeverfahren beruht auf § 50 Abs. 1 Nr. 2 GKG, § 3 ZPO. 241

IV. 242

Die Rechtsbeschwerde wird zugelassen, weil die streitgegenständlichen Fragen grundsätzliche Bedeutung haben (§ 86 Abs. 2 Nr. 1 EnWG). 243

Rechtsmittelbelehrung: 244

Die Rechtsbeschwerde kann nur darauf gestützt werden, dass die Entscheidung auf einer Verletzung des Rechts beruht (§§ 546, 547 ZPO). Sie ist binnen einer Frist von einem Monat schriftlich bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf, Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf, einzulegen. Auf die Pflicht zur elektronischen Einreichung durch professionelle Einreicher/innen ab dem 01.01.2022 durch das Gesetz zum Ausbau des elektronischen Rechtsverkehrs mit den Gerichten vom 10. Oktober 2013, das Gesetz zur Einführung der elektronischen Akte in der Justiz und zur weiteren Förderung des elektronischen Rechtsverkehrs vom 5. Juli 2017 und das Gesetz zum Ausbau des elektronischen Rechtsverkehrs mit den Gerichten und zur Änderung weiterer Vorschriften vom 05.10.2021 wird hingewiesen. Die elektronische Form wird durch die Einreichung eines elektronischen 245

Dokuments gewahrt, das für die Bearbeitung durch das Gericht geeignet ist und von der verantwortenden Person qualifiziert elektronisch signiert ist und auf einem zugelassenen elektronischen Übermittlungsweg gemäß § 4 Abs. 1 der Verordnung über die technischen Rahmenbedingungen des elektronischen Rechtsverkehrs und über das besondere elektronische Behördenpostfach (Elektronischer-Rechtsverkehr-Verordnung – ERRV) oder von ihr selbst auf einem sicheren Übermittlungsweg gemäß § 130a Abs. 4 ZPO, § 55a Abs. 4 VwGO eingereicht wird. Weitere Voraussetzungen, insbesondere zu den zugelassenen Dateiformaten und Übermittlungswegen sowie zur qualifizierten elektronischen Signatur, ergeben sich aus der ERRV in der jeweils gültigen Fassung. Über das Justizportal des Bundes und der Länder (www.justiz.de) können weitere Informationen über die Rechtsgrundlagen, Bearbeitungsvoraussetzungen und das Verfahren des elektronischen Rechtsverkehrs abgerufen werden. Die Frist beginnt mit der Zustellung dieser Beschwerdeentscheidung. Die Rechtsbeschwerde ist durch einen bei dem Beschwerdegericht oder Rechtsbeschwerdegericht (Bundesgerichtshof) einzureichenden Schriftsatz binnen eines Monats zu begründen. Die Frist beginnt mit der Einlegung der Rechtsbeschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Rechtsbeschwerdegerichts verlängert werden. Die Begründung der Rechtsbeschwerde muss die Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Rechtsbeschwerdeschrift und -begründung müssen durch einen bei einem deutschen Gericht zugelassenen Rechtsanwalt unterzeichnet sein. Für die Regulierungsbehörde besteht kein Anwaltszwang; sie kann sich im Rechtsbeschwerdeverfahren durch ein Mitglied der Behörde vertreten lassen (§§ 88 Abs. 4 Satz 2, 80 Satz 2 EnWG).